

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TRABAJO FIN DE GRADO

Grado en Tecnologías Industriales

**COMPARATIVA EUROPEA DE PRECIOS DE LA
ELECTRICIDAD EN LA INDUSTRIA**

AUTOR: Jorge Pindado Martínez

TUTOR: Fernando Soto Martos

Leganés, 26 de Septiembre de 2017

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, a mi familia, en especial a mis padres, este trabajo representa el final de una etapa de mi vida que no hubiese sido posible sin su esfuerzo.

A Fernando Soto, gracias por concederme la oportunidad de realizar este Trabajo de Fin de Grado y por haberme guiado durante la realización del mismo.

Por último, a mi novia y amigos, en los momentos más duros ellos han sabido mostrarme su apoyo y ayudarme a continuar.

RESUMEN

El presente Trabajo de Fin de Grado tiene como fin, realizar un análisis comparativo de los precios de la electricidad para los grandes consumidores industriales europeos en 2016.

En el contenido del proyecto se detallan los componentes del precio de la electricidad para España, Francia y Alemania. Y finalmente, se realiza un estudio comparativo entre los resultados obtenidos para cada país.

PALABRAS CLAVE

Sistema eléctrico, mercado eléctrico, precio de la electricidad, grandes consumidores industriales.

ABSTRACT

The purpose of this Final Degree Project is to conduct a comparative analysis of electricity prices for large European industrial consumers in 2016.

The content of the project details the prices components of electricity for Spain, France and Germany. And finally, a comparison is made between the results obtained for each country.

KEY WORDS

Electricity system, electric market, electricity prices, large industrial consumers.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN	8
1.1 OBJETIVOS DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO	8
1.2 CONTENIDO DEL PROYECTO	9
1.3 MARCO SOCIO-ECONÓMICO	10
2. EL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA	11
2.1 GENERACIÓN	12
2.2 TRANSPORTE	14
2.3 DISTRIBUCIÓN	16
2.4 COMERCIALIZACIÓN	16
3. EL MERCADO ELÉCTRICO EUROPEO	18
3.1 SECUENCIAS DEL MERCADO ELÉCTRICO	20
3.2 TIPOS DE MERCADO	22
4. COMPONENTES DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD	27
5. PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA	30
5.1 PRECIO DE LA ENERGÍA	30
5.1.1 MERCADOS MAYORISTAS DE LA ELECTRICIDAD	30
5.1.2 SERVICIOS DE AJUSTE	32
5.1.3 PÉRDIDAS	38
5.1.4 GESTIÓN COMERCIAL	39
5.1.5 FINANCIACIÓN DEL SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD	40
5.2 COSTES REGULADOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO	41
5.2.1 TARIFA DE ACCESO A LA RED	41
5.2.2 OTROS COSTES REGULADOS Y EXENCIONES	46
5.3 IMPUESTOS Y TASAS	48
6. PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN ALEMANIA	50
6.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE ALEMANIA	50
6.2 PRECIO DE LA ENERGÍA	51
6.2.1 MERCADOS MAYORISTAS DE LA ELECTRICIDAD	51
6.2.2 SERVICIOS DE AJUSTE	52
6.2.3 PÉRDIDAS	54
6.2.4 GESTIÓN COMERCIAL	54
6.2.5 FINANCIACIÓN DEL SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD	54
6.3 COSTES REGULADOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO	55

6.3.1	TARIFAS DE ACCESO A LA RED.....	55
6.3.2	OTROS COSTES REGULADOS.....	59
6.4	IMPUESTOS.....	63
7.	PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN FRANCIA	65
7.1	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE FRANCIA	65
7.2	PRECIO DE LA ENERGÍA	65
7.2.1	MERCADOS MAYORISTAS DE LA ELECTRICIDAD	65
7.2.2	SERVICIOS DE AJUSTE Y OTROS COSTES DE LA ENERGÍA.....	67
7.3	COSTES REGULADOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO	68
7.3.1	TARIFAS DE ACCESO A LA RED.....	68
7.3.2	OTROS COSTES REGULADOS.....	79
7.4	IMPUESTOS.....	80
8.	CASOS DE ESTUDIO	82
9.	RESULTADOS DEL ESTUDIO	84
9.1	CONSIDERACIONES.....	84
9.2	CONSUMIDORES CONECTADOS A $U < 36$ KV	85
9.3	CONSUMIDORES CONECTADOS A $36 \leq U < 72,5$ KV	86
9.4	CONSUMIDORES CONECTADOS A $72,5 \leq U < 145$ KV	87
9.5	CONSUMIDORES CONECTADOS A $U \geq 145$	88
10.	ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS RESULTADOS	90
11.	CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS.....	94
11.1	CONCLUSIONES TÉCNICAS.....	94
11.2	CONCLUSIONES PERSONALES	95
11.3	LÍNEAS FUTURAS	96
12.	PLANIFICACIÓN Y DIAGRAMA DE GANTT	97
13.	PRESUPUESTO.....	99
14.	REFERENCIAS	101
14.1	GENERALES	101
14.2	ESPAÑA	101
14.3	ALEMANIA	103
14.4	FRANCIA.....	104
14.5	PÁGINAS WEB.....	105
ANEXO I.	TABLA DE CONSUMIDORES EN ESPAÑA	106
ANEXO II.	TABLA DE CONSUMIDORES EN ALEMANIA	107
ANEXO III.	TABLA DE CONSUMIDORES EN FRANCIA	108

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1: MAPA GEOGRÁFICO CON LA DISTRIBUCIÓN DE LAS DIFERENTES ÁREAS GEOGRÁFICAS DE LAS SUMINISTRADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	11
FIGURA 2.2: COBERTURA DE LA DEMANDA POR TECNOLOGÍAS EN ESPAÑA PARA 2016	13
FIGURA 2.3: RATIO GENERACIÓN/DEMANDA EN 2016 POR CC.AA. EN ESPAÑA.....	14
FIGURA 3.1: PORCENTAJE DE ADQUISICIONES EN EL MERCADO DIARIO EN ESPAÑA.....	19
FIGURA 3.2: SECUENCIA DE MERCADOS.....	21
FIGURA 3.3: SECUENCIA DE TIEMPO DE LOS MERCADOS Y PROCESOS.....	22
FIGURA 3.4: EJEMPLO DE CONTRATO POR DIFERENCIAS CON MERCADO ÚNICO.....	23
FIGURA 3.5: SECUENCIA DEL MERCADO DIARIO.....	24
FIGURA 3.6: SECUENCIA DEL MERCADO DIARIO.....	25
FIGURA 4.1: COMPONENTES PRECIO DE LA ELECTRICIDAD	27
FIGURA 5.1: PORCENTAJE DE NÚMERO DE HORAS CON SEPARACIÓN DE MERCADOS POR PERIODO HORARIO EN EL MERCADO DIARIO	30
FIGURA 5.2: DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA TOTAL MERCADO DE PRODUCCIÓN EN 2016.	31
FIGURA 5.3: RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS (PDBF).....	33
FIGURA 5.4: ENERGÍA GESTIONADA EN LOS SERVICIOS DE AJUSTE EN GWH DURANTE 2016 EN ESPAÑA.....	36
FIGURA 5.5: REPERCUSIÓN DE LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA EN EL PRECIO FINAL MEDIO	37
FIGURA 5.6: REPERCUSIÓN DE LOS SERVICIOS DE AJUSTE EN EL PRECIO FINAL EN ESPAÑA DURANTE 2016.....	37
FIGURA 6.1: DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LOS DISTINTOS OPERADORES DEL SISTEMA EN ALEMANIA.....	50
FIGURA 7.1: PRECIO DEL EPEX SPOT PARA FRANCIA DURANTE 2016	66
FIGURA 9.1: CONSUMIDOR DE 55GWH/AÑO EN 30 KV	85
FIGURA 9.2: CONSUMIDOR DE 110GWH/AÑO EN 66KV.....	86
FIGURA 9.3: CONSUMIDOR DE 385GWH/AÑO EN 132KV.....	87
FIGURA 9.4: CONSUMIDOR DE 580GWH/AÑO EN 220KV.....	88
FIGURA 9.5: CONSUMIDOR DE 1300GWH/AÑO EN 220KV.....	89
FIGURA 10.1: RESUMEN PRECIO FINAL DE CADA PAÍS PARA CADA CASO ANALIZADO.....	90
FIGURA 10.2: RESUMEN DE LOS DIFERENTES COMPONENTES DE CADA PAÍS POR CASOS..	91
FIGURA 10.3: ANÁLISIS COMPONENTE DE COSTES REGULADOS.....	92
FIGURA 12.1: DIAGRAMA DE GANTT DEL PROYECTO.....	98

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1: DESGLOSE DE LA POTENCIA INSTALADA A FINALES DE 2016 EN ESPAÑA	13
TABLA 2.2: INFRAESTRUCTURA DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA.....	15
TABLA 3.1 OPERADORES DEL SISTEMA Y DEL MERCADO DE ESPAÑA, FRANCIA Y ALEMANIA.....	19
TABLA 3.2: DISTRIBUCIÓN DE HORARIOS DE LAS 6 SESIONES DEL MERCADO INTRADIARIO.....	25
TABLA 5.1: COEFICIENTES DE PÉRDIDAS PARA CONTRATOS DE ACCESO DE ALTA TENSIÓN.....	39
5.2: DESGLOSE DE LOS DIFERENTES COMPONENTES DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD PARA ESPAÑA EN 2014, 2015 Y 2016.....	41
TABLA 5.3: TARIFAS EXISTENTES EN ESPAÑA PARA BAJA TENSIÓN.....	42
TABLA 5.4: TARIFAS EXISTENTES EN ESPAÑA PARA MEDIA Y ALTA TENSIÓN.....	42
TABLA 5.5: TARIFAS 6.X CLASIFICADAS POR EL NIVEL DE TENSIÓN	43
TABLA 5.6: TÉRMINOS DE POTENCIA €/KWH·AÑO PARA 2016 EN ESPAÑA.....	45
TABLA 5.7: TÉRMINOS DE ENERGÍA €/KWH PARA 2016 EN ESPAÑA	45
TABLA 5.8: PRECIO UNITARIO PARA LA FINANCIACIÓN DE LOS PAGOS POR CAPACIDAD ...	47
TABLA 6.1 NIVELES DE TENSIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN EN ALEMANIA	51
TABLA 6.2: TARIFAS DE ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE EN ALEMANIA PARA 2016.....	57
TABLA 6.3: TARIFA DE ACCESO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN PARA 2016	58
TABLA 6.4: REDUCCIONES EN EL PAGO DE LAS TARIFAS DE ACCESO A RED PARA CONSUMIDORES CON UNA DEMANDA SUPERIOR A 10 GWH	58
TABLA 6.5: CARGOS POR MEDICIÓN Y FACTURACIÓN PARA 2016 EN ALEMANIA.....	60
TABLA 6.6: CARGOS POR RESERVA DE RED EN 2016 PARA ALEMANIA.....	61
TABLA 7.1: PRECIOS MEDIOS DEL MERCADO SPOT (2016) Y EL CAL-16 DURANTE 2015 PARA FRANCIA.....	66
TABLA 7.2: TARIFAS DE LA ELECTRICIDAD EN FRANCIA EN FUNCIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN.....	68
TABLA 7.3: COMPONENTE DE GESTIÓN PARA 2016.....	69
TABLA 7.4: COMPONENTE DE MEDICIÓN PARA 2016	70
TABLA 7.5: CLASES TEMPORALES EN HTB2 Y HTB1	71
TABLA 7.6: COEFICIENTES PARA CS SIN DISCRIMINACIÓN TEMPORAL	72
TABLA 7.7: COEFICIENTES PARA COMPONENTE DE SUMINISTRO PARA LA TARIFA CON DISCRIMINACIÓN TEMPORAL DE 5 CLASES	73
TABLA 7.8: COEFICIENTES PARA LA COMPONENTE DE SUMINISTRO CON DISCRIMINACIÓN TEMPORAL DE 8 CLASES	74

TABLA 7.9: VALORES A PARA LAS TARIFAS SIN DISCRIMINACIÓN TEMPORAL	74
TABLA 7.10: VALORES CON DISCRIMINACIÓN TEMPORAL	75
TABLA 7.11: COSTES DE ALIMENTACIONES COMPLEMENTARIAS PARA 2016.....	76
TABLA 7.12: COSTES DE ALIMENTACIÓN DE RESERVA PARA 2016.....	76
TABLA 7.13: VALORES DE K, COMPONENTE CR 2016.....	77
TABLA 7.14: COMPONENTE ALFA PARA CDPP 2016	78
TABLA 7.15: COMPONENTE ANUAL DE ENERGÍA REACTIVA	78
TABLA 7.16: COMPONENTE ANUAL DE INYECCIÓN.....	79
TABLA 8.1: FACTORES DE SIMULTANEIDAD PARA CONSUMIDORES MODULARES	82
TABLA 8.2: PERFILES ELÉCTRICOS CONSIDERADOS EN EL ESTUDIO	83
TABLA 9.1: CONSUMIDOR DE 55GWH/AÑO EN 30 KV	85
TABLA 9.2: CONSUMIDOR DE 110GWH/AÑO EN 66K.....	86
TABLA 9.3: CONSUMIDOR DE 385GWH/AÑO EN 132KV.....	87
TABLA 9.4: CONSUMIDOR DE 580GWH/AÑO EN 220KV.....	88
TABLA 9.5: CONSUMIDOR DE 1300GWH/AÑO EN 220KV	89
TABLA 12.1: PLANIFICACIÓN DE ACTIVIDADES DURANTE EL PROYECTO	97

1. INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVOS DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO

El objetivo fundamental de este Trabajo de Fin de Grado es realizar un **análisis comparativo de los precios de la electricidad en la industria electro-intensiva**, para consumidores de Alemania, Francia y España.

Este estudio pretende **analizar detalladamente los diferentes componentes que forman el precio de la electricidad para Alemania, Francia y España**.

El fin del análisis es **encontrar las diferencias existentes entre países, para las distintas componentes del precio**, así como, estudiar las políticas de compensaciones que se llevan a cabo, en los países citados, para favorecer a la industria electro-intensiva.

1.2 CONTENIDO DEL PROYECTO

Los primeros capítulos corresponden con temas introductorios. En el primero se presenta el sector eléctrico español, resumiendo sus características y datos principales. En el siguiente, se realiza una breve descripción para comprender el funcionamiento del mercado eléctrico europeo, resumiendo las diferentes secuencias y los tipos de mercado.

A continuación, se incluye un tema resumen de los diferentes componentes del precio de la electricidad de una manera generalizada.

Tras este resumen, se procede al análisis detallado de los componentes del precio de la electricidad en la industria para España, Alemania y Francia.

Una vez realizado el análisis detallado, se plantean los casos de estudio que se van a considerar. Posteriormente, se muestran los resultados del análisis comparativo en tablas seguido de sus correspondientes comentarios.

Por último, se resumen las principales conclusiones que se han extraído de la realización del proyecto.

El final de la memoria incluye: la planificación y el diagrama de Gantt, el presupuesto de realización del proyecto, las referencias utilizadas, y finalmente, la parte de anexos correspondiente a las tablas de consumidores de España, Alemania y Francia.

Los datos utilizados durante este TFG han sido obtenidos de organismos públicos y, en caso de realizarse algún supuesto, ha sido consultado con un experto en la materia.

Es de hacer notar la dificultad inherente de este trabajo por la falta de información pública de los contratos de energía de este segmento de consumidores por razones de confidencialidad y competencia.

1.3 MARCO SOCIO-ECONÓMICO

La industria electro-intensiva, por definición, ‘es aquella industria que manufactura productos en el que el precio de la electricidad incide de forma importante en su costo final’. Se habla de una incidencia importante cuando supera el 10% del coste unitario del producto, y alcanza valores de incluso el 50% o más.

Es por este motivo, que el precio de la electricidad para este tipo de industria será un factor determinante que afectará a su competitividad.

Este proyecto busca encontrar las diferencias existentes entre los precios de la electricidad de la industria electro-intensiva española respecto de sus equivalentes europeos.

2. EL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

Se indica a continuación una breve reseña histórica. Durante años, el sector eléctrico español estaba dominado por un grupo muy reducido de compañías que controlaban el precio de la electricidad, comúnmente denominado el precio de la luz. Se podía diferenciar varias áreas geográficas en España, cuyo suministro de electricidad se adjudicaba exclusivamente a seis grandes empresas (Iberduero, Hidroeléctrica española, Unión Fenosa, Hidrocantábrico, Viesgo y Endesa). Actualmente, algunas se han fusionado o han cambiado su denominación. Se puede apreciar la distribución geográfica de las distribuidoras de energía eléctrica en la Figura 2.1.



Figura 2.1: Mapa geográfico con la distribución de las diferentes áreas geográficas de las suministradoras de energía eléctrica. (Fuente: Actualidad económica)

En 1997 se aprueba la primera ley (Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico [2.1]) de liberalización del sector eléctrico nacional. La normativa prohíbe que una misma compañía opere en más de una de las fases del proceso de suministro, generando de este modo una apertura de las redes a terceros. Esta ley incluía el establecimiento de un mercado organizado de negociación de la energía y la reducción de la intervención pública en la gestión del sistema.

En la actualidad la norma que regula el funcionamiento y la estructura del sector eléctrico español es la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico [2.2]. La presente Ley tiene como finalidad básica establecer la regulación del sector eléctrico garantizando el suministro eléctrico con los niveles necesarios de calidad y al mínimo coste posible, asegurar

la sostenibilidad económica y financiera del sistema y permitir un nivel de competencia efectiva en el sector eléctrico; todo ello dentro de los principios de protección medioambiental de una sociedad moderna. La notoriedad de la situación del déficit tarifario y la consecuente amenaza a la viabilidad misma del sistema eléctrico ha motivado la necesidad de acometer cambios importantes en el régimen retributivo de las actividades reguladas. Ante el deterioro progresivo de la sostenibilidad del sistema eléctrico, los sujetos del mismo no podían confiar legítimamente en la conservación de los parámetros que habían degenerado en la situación descrita y cualquier operador diligente podía anticipar la necesidad de estos cambios. Por último, y en lo relativo a la contabilidad e información, se amplía la obligación de llevar contabilidad separada no sólo de las actividades eléctricas de aquellas que no lo sean, como estaba establecido hasta ahora, sino también separar la contabilidad de la actividad de producción con retribución regulada y libre. Esta obligación que hasta ahora afectaba a los productores con regímenes económicos específicos se amplía a todos los productores con retribución regulada.

El suministro de energía eléctrica se define como la entrega de energía a través de las redes de transporte y distribución mediante contraprestación económica en las condiciones de regularidad y calidad que resulten exigibles. Las principales actividades del sector eléctrico son la generación, transporte, distribución y comercialización.

2.1 GENERACIÓN

La actividad de generación consiste en la transformación de una energía primaria en energía eléctrica. Hoy en día, es necesaria la incorporación de tecnologías que permitan satisfacer las restricciones medioambientales, de seguridad de suministro o de factores no controlables (tales como contingencias o cortocircuitos en la red). Las principales tecnologías de generación existentes en España son la hidráulica, nuclear, térmicas convencionales (gas, carbón y fuelóleo), térmicas de ciclo combinado, cogeneración, eólica, solar y biomasa.

En la Figura 2.2 se puede observar la distribución de la cobertura de la demanda por las diferentes tecnologías de generación para España en el año 2016. La tecnología de generación que más contribuyó fue la nuclear (21%), seguida muy de cerca por la eólica con un 18% de cobertura de la demanda total.

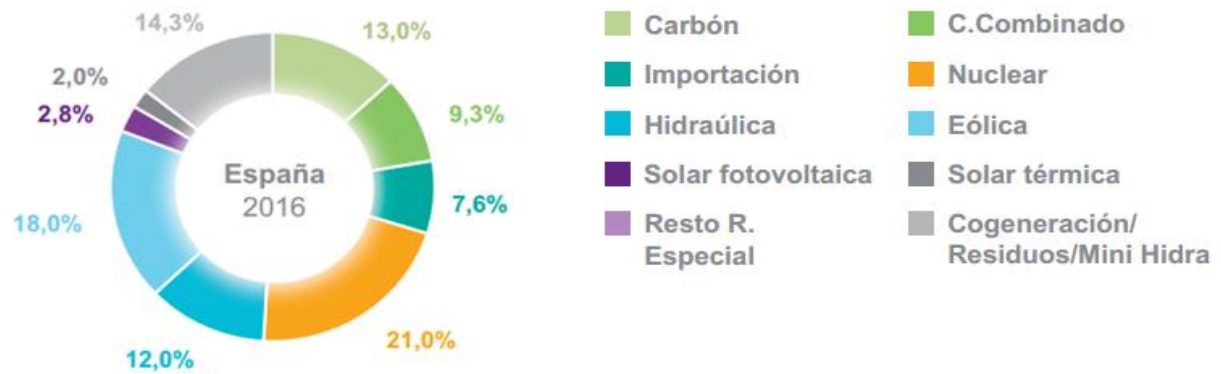


Figura 2.2: Cobertura de la demanda por tecnologías en España para 2016 (Fuente: OMIE)

En la Tabla 2.1 se puede apreciar el desglose de la potencia instalada a finales de 2016 en España.

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	MW	%16/15	MW	%16/15	MW	%16/15
Hidráulica	20.352	0,0	1	0,0	20.353	0,0
Nuclear	7.573	0,0	-	-	7.573	0,0
Carbón	9.536	-8,9	468	0,0	10.004	-8,5
Fuel/gas	-	-	2.490	0,0	2.490	0,0
Ciclo combinado	24.948	0,0	1.722	0,0	26.670	0,0
Hidroeléctrica	-	-	11	0,0	11	0,0
Eólica	22.900	0,1	156	0,0	23.057	0,1
Solar fotovoltaica	4.430	0,3	244	0,3	4.674	0,3
Solar térmica	2.299	0,0	-	-	2.299	0,0
Otras renovables ⁽¹⁾	743	0,1	5	0,0	749	0,1
Cogeneración	6.600	-0,1	44	0,0	6.645	-0,1
Residuos	677	0,0	77	0,0	754	0,0
Total	100.059	-0,9	5.220	0,0	105.279	-0,8

⁽¹⁾ Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

Fuente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en: hidráulica no UGH, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, otras renovables, cogeneración y residuos.

Tabla 2.1: Desglose de la potencia instalada a finales de 2016 en España (Fuente: REE)

2.2 TRANSPORTE

Su función es la transmisión de energía eléctrica por la red. La red de transporte de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar la energía generada desde las centrales de generación, a través de grandes distancias, hasta los puntos de distribución y garantizar la realización de intercambios nacionales.

En la Figura 2.3 se puede apreciar el ratio generación/demanda, lo que permite observar que los puntos de consumo están alejados de las zonas que cuentan con una mayor generación. Es por este motivo que es fundamental contar con una red de transporte estable.

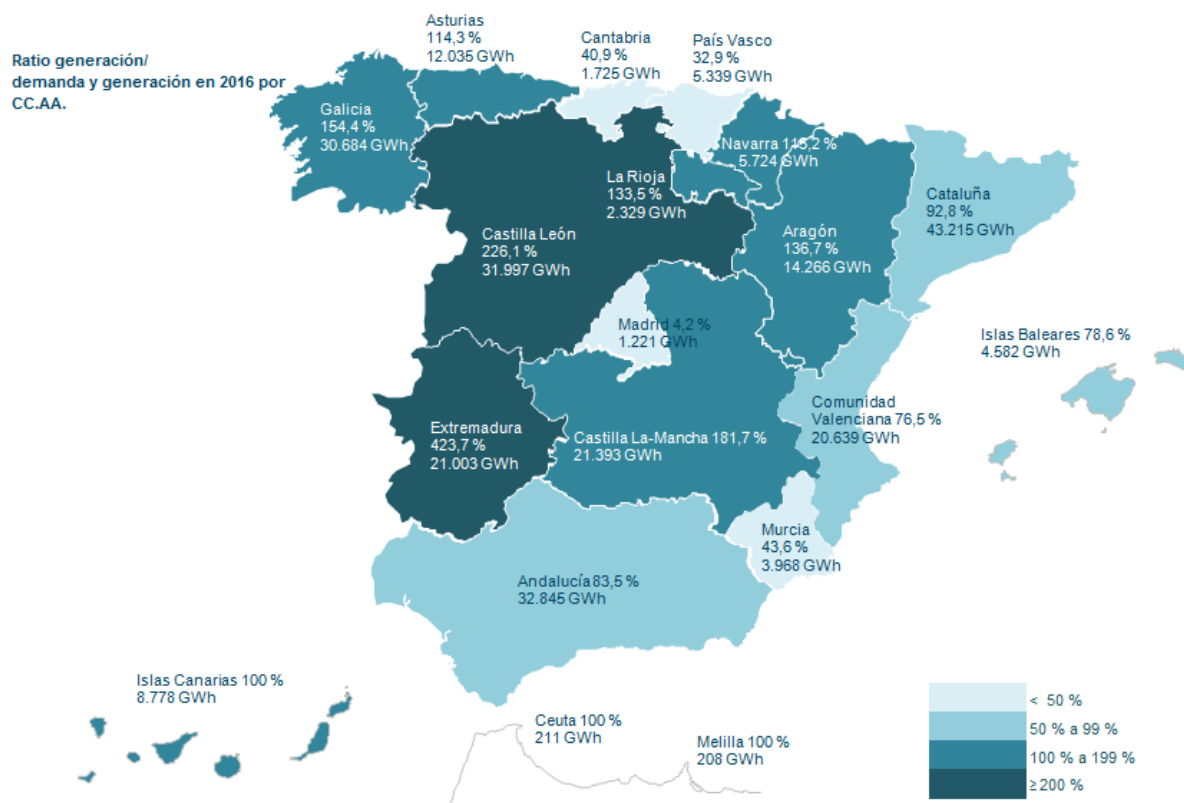


Figura 2.3: Ratio generación/demanda en 2016 por CC.LL. en España (Fuente: REE)

Para transportar la energía eléctrica, los volúmenes de energía producidos deben ser transformados, elevándose su nivel de tensión. Esto se hace considerando que para un determinado nivel de potencia a transmitir, al elevar el voltaje la corriente que circulará será inferior, de este modo se reducen las pérdidas por efecto Joule.

De esta manera, una red de transmisión emplea usualmente voltajes del orden de 220 kV y superiores, denominados alta tensión.

Una línea de transporte de energía eléctrica o línea de alta tensión es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza dicha transmisión de energía eléctrica a grandes distancias. Está constituida tanto por el elemento conductor, usualmente cables de cobre o aluminio, como por sus elementos de sustentación, las torres de alta tensión. Como éstas son estructuras hechas de perfiles de acero, entre ambos, como medio de soporte del conductor se emplean aisladores de disco y herrajes.

Red Eléctrica de España es el encargado de gestionar las redes de transporte y es el único transportista en régimen de exclusividad. Esta afirmación se confirmó en la Ley 17/2007, de 4 de julio [2.3]. Como gestor de la red de transporte, Red Eléctrica es responsable del desarrollo y ampliación de la red, de realizar su mantenimiento, de gestionar el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores y la península y de garantizar el acceso de terceros a la red de transporte en condiciones de igualdad.

La red de transporte de Red Eléctrica está compuesta por 43.664 kilómetros de líneas de alta tensión, 5.489 posiciones de subestaciones y 85.144 MVA de capacidad de transformación, (datos obtenidos del Informe anual del sistema eléctrico español de 2016 de REE [2.4]). La Tabla 2.2 muestra la infraestructura de la red de transporte de Red Eléctrica de España en 2016. Estos activos configuran una red mallada, fiable y segura, que ofrece unos índices de calidad de servicio de máximo nivel al sistema eléctrico nacional.

Kilómetros de circuito	43.664
Líneas aéreas (km)	41.898
Cable submarino (km)	835
Cable subterráneo (km)	930
Posiciones en subestaciones (nº)	5.489
Transformación (MVA)	85.144

Tabla 2.2: Infraestructura de la Red de Transporte de Energía Eléctrica en España (Fuente: Informe anual 2016 del sector eléctrico español de REE)

2.3 DISTRIBUCIÓN

La distribución se encarga de la transmisión de electricidad desde la red de transporte hasta los puntos de consumo. La actividad de distribución está regulada en el Título VII de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Las empresas distribuidoras son encargadas de construir, mantener y operar las redes, además de la lectura de los equipos de medida y facilitar el servicio de averías 24h. La misión principal de estas empresas es garantizar el suministro eléctrico, la calidad de suministro y que su realización sea al menor coste posible. Además son las encargadas de facturar la tarifa de peaje a los clientes y productores.

La red de distribución está formada por las líneas, transformadores, subestaciones y el resto de instrumentos eléctricos que conecta las redes de transporte con los puntos de consumo. Las líneas eléctricas que llegan a los grandes centros de consumo (ciudades o instalaciones industriales de cierta importancia) suelen ser aéreas y una vez que llegan a los núcleos urbanos, se utilizan líneas subterráneas. Esta red tiene una extensión mayor que la red de transporte y, en España, los rangos de tensión abarcan valores desde 13,8 kV hasta 132 kV, para la denominada red de distribución de media tensión, y los valores de 220/400 V en la red de distribución de baja tensión, que alimenta a nuestros domicilios.

Existe un amplio número de empresas distribuidoras, algunos ejemplos son:

- IBERDROLA DISTRIBUCION ELECTRICA, S.A.
- ELECTRA DE VIESGO DISTRIBUCION S.L.
- HIDROCANTABRICO DISTRIBUCION
- ENDESA DISTRIBUCION ELECTRICA, S.L.U.

2.4 COMERCIALIZACIÓN

La actividad de comercialización será desarrollada por las empresas comercializadoras de energía eléctrica que, accediendo a las redes de transporte o distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores y a otros sujetos según la normativa vigente.

Según se define en el artículo 6.1.f) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, los comercializadores de energía eléctrica son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la ley.

El conjunto de obligaciones que deben satisfacer las comercializadoras de energía eléctrica están recogidas en el artículo 46 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Algunas de las principales son:

- Mantenerse en el cumplimiento de los requisitos de capacidad legal, técnica y económica que se determinen en relación al suministro de energía eléctrica.
- Realizar la adquisición (con su pago correspondiente) de la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades.
- Contratar y abonar el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución correspondiente a la empresa distribuidora a partir de los datos de facturación, con independencia de su cobro del consumidor final, así como abonar los precios y cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine, con independencia de su cobro del consumidor final.
- Prestar las garantías que reglamentariamente se establezcan.

Algunas de las empresas comercializadoras existentes en España son:

- ENDESA ENERGIA SAU.
- IBERDROLA CLIENTES S.A.
- ENDESA ENERGIA XXI SL.
- EDP ENERGIA SA.
- AXPO IBERIA SLU.

3. EL MERCADO ELÉCTRICO EUROPEO

El mercado eléctrico se basa en un sistema de casación de precios de ofertas de venta y compra de electricidad. Las ofertas de venta son realizadas por los generadores del sistema, mientras que las ofertas de compra son formuladas por los consumidores y los comercializadores.

La participación en el mercado eléctrico se gestiona a través de un sistema informático, por lo que es posible la intervención de un gran número de agentes de manera simultánea. Otra ventaja de trabajar con un sistema informático que utiliza internet es que puede manejarse una elevada cantidad de ofertas de compra y venta de electricidad en un periodo breve de tiempo, así como la elaboración de las liquidaciones económicas correspondientes.

Dentro del sistema eléctrico hay que destacar dos figuras claves: el Operador del Sistema y el Operador del Mercado.

El **Operador del Sistema** es el encargado de coordinar y gestionar los sistemas de producción y transporte, además de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico.

El **Operador del Mercado**, tiene como función principal la gestión del sistema de ofertas de compra y venta y operaciones del mercado. Además, facilita que las transacciones de energía se realicen de forma estandarizada y que todos los agentes participantes del mercado cuenten con la misma información.

Las funciones de los Operadores del Sistema son similares en todos los países de la Unión Europea, sin embargo, el alcance de la responsabilidad del Operador del Mercado difiere dependiendo del mercado eléctrico de cada país.

La Tabla 3.1 informa sobre los Operadores del Sistema y del Mercado de los países estudiados en este trabajo.

Operador del Sistema	Operador del Mercado	País
Red Eléctrica de España (REE)	OMIE (Spot)	España
	OMIP (A plazo)	
AMPRION, Transpower, 50 Hertz, ENBW Transportnetze	EEX Spot (Spot)	Alemania
	EEX Power Derivatives (Plazo)	
Réseau Transport d'Électricité (RTE)	EEX Spot (Spot)	Francia
	EEX Power Derivatives (Plazo)	

Tabla 3.1 Operadores del Sistema y del Mercado de España, Francia y Alemania. (Fuente: Elaboración propia)

Existe una diferencia entre España, respecto de Alemania y Francia, en cuanto a la cantidad de energía casada en cada mercado. En España la mayor parte de la energía se tramita en el mercado diario (entre el 70-80% según datos de OMIE), mientras que en Alemania y Francia es en los mercados a plazo, siendo su energía negociada en el mercado diario inferior al 40%.

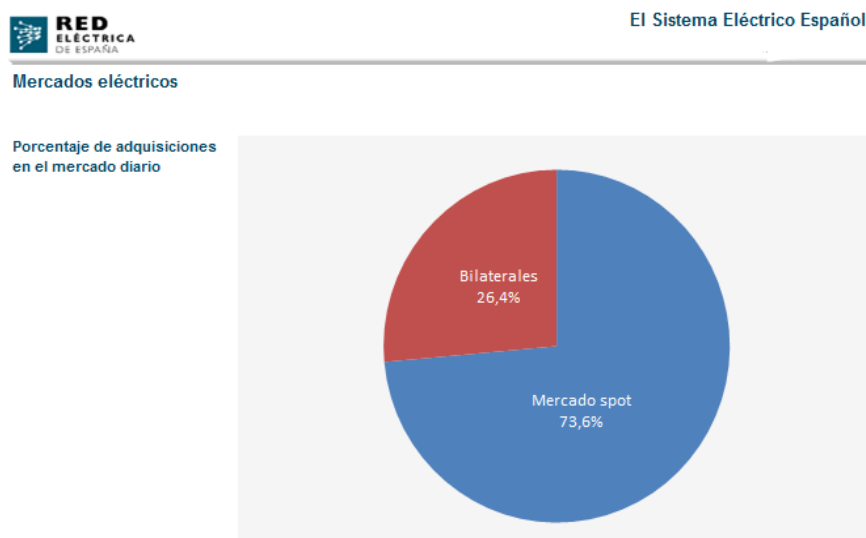


Figura 3.1: Porcentaje de adquisiciones en el mercado diario en España

(Fuente: Informe mercados eléctricos 2016 REE [5.2])

El diseño del mercado eléctrico en el que la mayor parte de la energía es casada en el mercado diario se denomina de tipo **pool**. En este tipo de diseño los agentes envían ofertas de venta al Operador del Mercado por cada una de sus centrales, además están obligados a ofertar toda su energía disponible de forma individualizada para cada una éstas. Si se trata de un agente que también es comercializador tendrá que realizar una oferta de compra de forma

independiente a la venta de sus centrales. Un ejemplo de países con este tipo de diseño de mercado eléctrico son España e Italia.

Por otro lado, los mercados en los que se tramita una mayor cantidad de energía a plazo son los que están basados en la figura del **responsable de equilibrio** (o *balance responsible party*). En este diseño, los agentes envían al Operador del Mercado sus ofertas de manera conjunta, es decir, ya teniendo en cuenta tanto las ofertas de compra como las de venta de energía eléctrica. Cada agente tiene un “**perímetro de equilibrio**” que está compuesto tanto por la energía eléctrica producida como la que pretenden vender a sus clientes. De esta forma, envían la energía eléctrica neta esperada al responsable de equilibrio, sin necesidad de realizar ofertas individuales para cada una de sus centrales y sin tener que diferenciar entre las ofertas de venta y de compra de energía eléctrica. En este tipo de mercado eléctrico los agentes no están obligados a ofertar toda su energía eléctrica en las subastas del Operador del Mercado. Un ejemplo de países que cuentan con la figura del responsable de equilibrio son Alemania o Francia.

En ambos casos y para cada hora, el Operador del Mercado debe tener compensadas las entradas y salidas de energía eléctrica. En caso de existir algún desequilibrio, es el Operador del Sistema el encargado de corregir estos desvíos y equilibrar el sistema mediante el mercado de servicios de ajuste. A través de un sistema de incentivos, los agentes tienden a equilibrar sus propias posiciones generándose transacciones entre los agentes con un exceso de energía eléctrica y los que tienen una carencia de la misma. Más allá de esta situación, puede darse el caso de que un agente determinado tenga mayores costes de producción en sus propias centrales que si compra la energía eléctrica que necesita a otro agente. De esta manera se genera un mercado óptimo en que los agentes intercambian su electricidad dependiendo de sus intereses.

3.1 SECUENCIAS DEL MERCADO ELÉCTRICO

El mercado eléctrico se organiza de una manera secuencial en la que los agentes vendedores y compradores intercambian energía eléctrica para los distintos plazos.

Se puede distinguir tres periodos de tiempo fundamentales: antes del día anterior al despacho, el día anterior al despacho (D-1) y el día del despacho (D).

El primer periodo corresponde a los intercambios de energía que se pactan antes del día D-1. Este pacto previo puede ser de días, semanas e incluso años antes del día del despacho. Estas transacciones son realizadas en los mercados a plazo.

El segundo periodo hace referencia al día previo al despacho (D-1). Durante este periodo se celebra el mercado diario donde los agentes intercambian energía para cada una de las horas del día D. Más allá de este mercado diario, se pueden distinguir otros dos mercados: el mercado de restricciones y el mercado de servicios complementarios, que son gestionados por el Operador del Sistema.

Ya dentro de las 24 horas previas al momento de generación y consumo, los agentes realizan transacciones para equilibrar sus posiciones contractuales comprando y vendiendo energía en el mercado intradiario, gestionado por el Operador del Mercado. El Operador del Sistema organiza también una serie de mercados que permiten controlar el equilibrio del sistema y garantizar la seguridad y calidad de suministro.

En la Figura 3.2 se puede apreciar un esquema de los diferentes periodos que se suceden en el mercado eléctrico. Además se observan los diferentes mercados existentes así como su gestor.



Figura 3.2: Secuencia de Mercados (Fuente: Energía y Sociedad y Elaboración propia)

3.2 TIPOS DE MERCADO

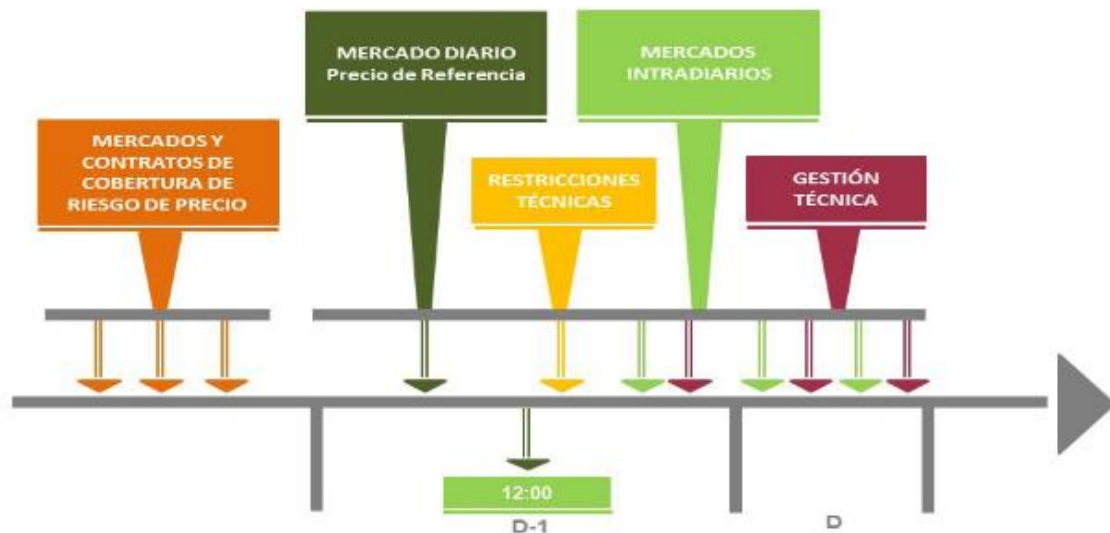


Figura 3.3: Secuencia de tiempo de los mercados y procesos (Fuente: OMIE)

En la Figura 3.3 se observa la secuencia en el tiempo de los diferentes tipos de mercados eléctricos.

El primer tipo de mercado que se sucede en el tiempo es el de los **mercados a largo plazo**. En este mercado se llega a un acuerdo previo que puede ser desde tres años hasta dos días antes del suministro. Hay dos tipos de forma de mercado: la primera, se basa en un mercado de subastas en los que se ofertan suministros de energía con plazos de entrega de años, meses, semanas o días; el otro tipo, se basa en una serie de contratos bilaterales que no forman parte de ningún mercado organizado. En este último, se negocian contratos físicos y financieros que quedan registrados en las cámaras de compensación. Dicha cámara proporciona una seguridad ante fallos en el pago en la entrega de energía. En los **contratos bilaterales físicos**, los agentes intercambian bilateralmente contratos sin recurrir a ningún tipo de mercado organizado y el contrato se finaliza cuando se realiza la entrega física de energía. En cambio, en los contratos realizados en el **mercado financiero OTC** (OverTheCounter) utilizan agentes intermediarios o ‘brokers’. Son contratos con liquidación financiera y tras el intercambio de energía se cobra o se paga la diferencia entre el precio del mercado diario y el valor pactado.

Dentro de este último, se puede destacar otro tipo de mercados conocidos como mercados de derivados financieros. Son mercados en los que no se producen intercambios reales de

energía, sino virtuales. Los agentes ya no son solo productores y consumidores, sino que en su mayor parte son intermediarios y especuladores. Algunos tipos de contratos en mercados de derivados son:

- **Contrato por diferencias:** se liquida la diferencia entre el precio establecido en el contrato y el precio del mercado de referencia.
- **Contratos de futuros:** son contratos firmes, aunque no haya entrega física; se liquida al precio acordado del mercado de referencia.
- **Opciones:** son contratos condicionales que se ejercen voluntariamente si las condiciones son favorables (el que las adquiere paga por ejercer un derecho).
- **FTRs:** consiste en la adquisición del derecho a ser reembolsado por una cantidad equivalente a la diferencia de precios entre dos zonas. Los derechos son emitidos por una entidad colaboradora.

En la Figura 3.4 se muestra un ejemplo de pacto de energía con contrato por diferencias entre dos agentes que pertenecen a dos sistemas diferentes pero con un mercado eléctrico común (un caso real sería un agente de España y otro de Portugal). En este ejemplo un generador del sistema B y un consumidor del sistema S establecen un contrato por diferencias para 400 MW a 30 R/MWh.

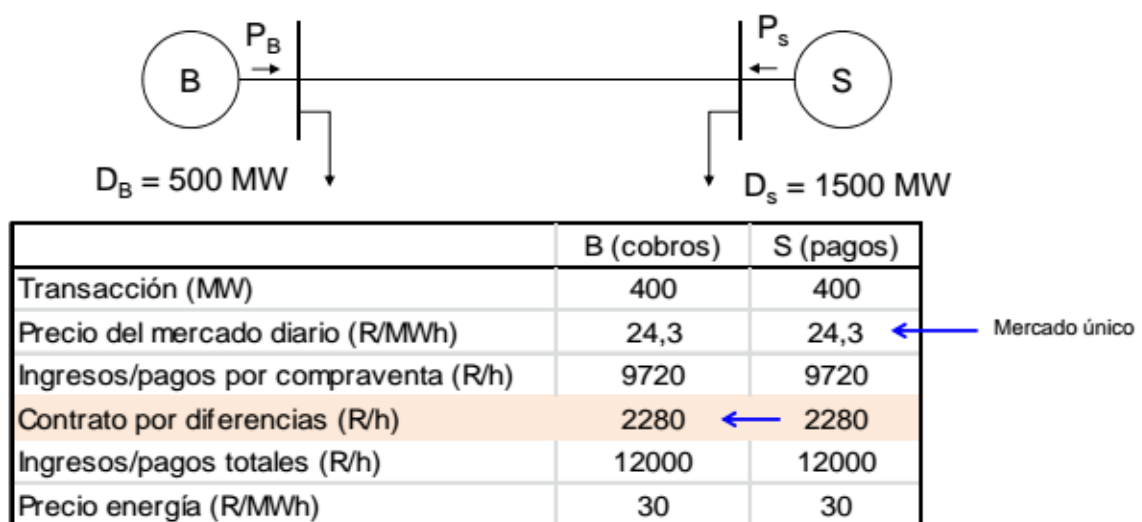


Figura 3.4: Cobertura Ejemplo de contrato por diferencias con mercado único (Fuente: Kirschen & Strbac Cap. 6 [2.6])

En caso de que la capacidad de interconexión no esté limitada se obtendrá como resultado el mismo precio de la electricidad, tanto para un agente como para otro. La diferencia entre

los ingresos/pagos al precio pactado (12000 R/h) y al precio del mercado diario (9720 R/h) provoca que el sistema S deba abonar 2280 R/h al sistema B para liquidar al precio acordado.

El precio obtenido por los agentes en los mercados a plazo no siempre es menor que el precio que podría obtenerse en el mercado diario. No obstante, dependiendo de la situación de cada agente hay que tener en cuenta que muchos consumidores precisan de una cierta estabilidad en sus pagos de energía, ya que si participaran en el mercado diario tienen el riesgo derivado de las fluctuaciones en el precio de la energía eléctrica.

El siguiente mercado que se celebra es el **mercado diario**. Se trata de un mercado en el que el precio y el volumen de contratación en cada hora se establecen a partir del punto de equilibrio entre la oferta y la demanda. Se reciben las ofertas de compra y venta de energía eléctrica cada día y para cada hora hasta las 12:00 de la mañana, hora de cierre de recepción de ofertas. Los diferentes operadores del mercado procesan estas ofertas de manera conjunta utilizando un algoritmo europeo denominado EUPHEMIA. EUPHEMIA es el resultado de más de tres años de trabajo conjunto por parte de los operadores de mercado más importantes en la UE. Este nuevo algoritmo persigue la maximización del excedente o ganancia, tanto de compradores como de vendedores, al tiempo que optimiza el uso de la capacidad disponible en las interconexiones. Una vez finalizado el proceso el operador del mercado comunica públicamente los precios y la energía casada para cada una de las horas del día siguiente.

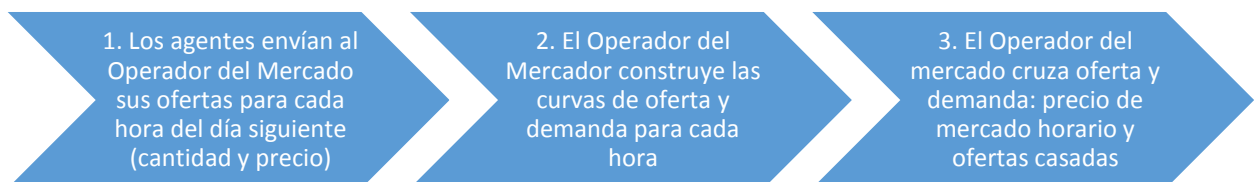


Figura 3.5: Secuencia del Mercado Diario (Fuente: OMIE)

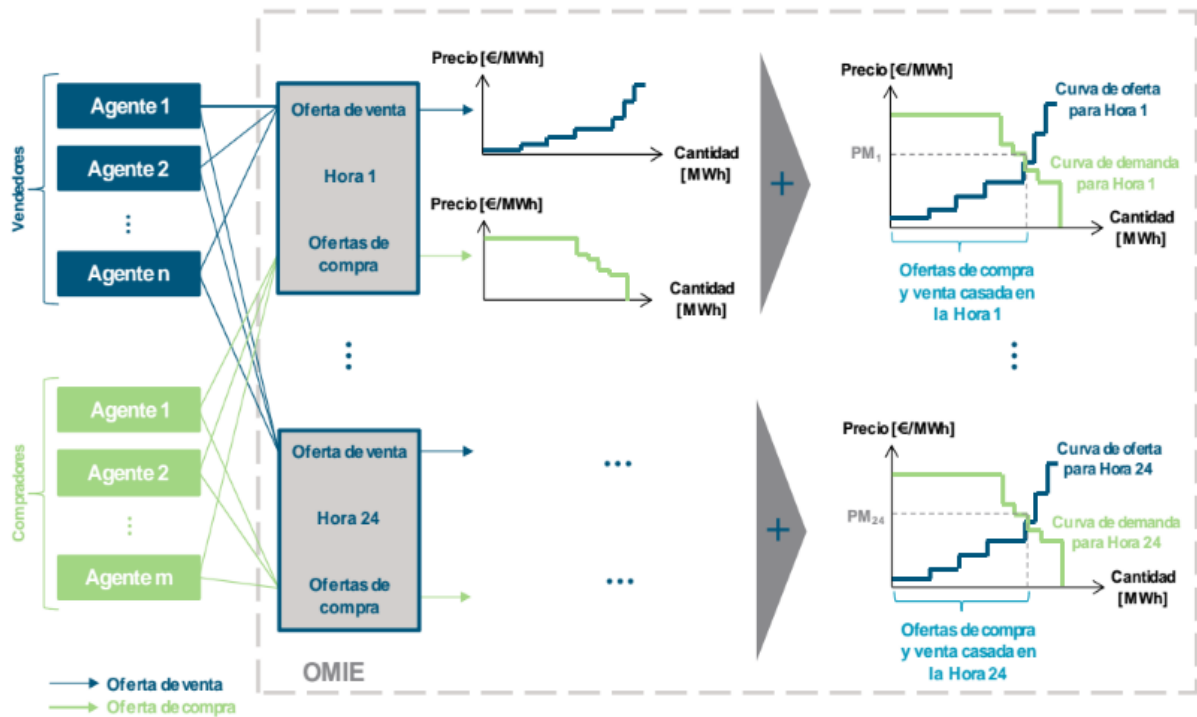


Figura 3.6: Secuencia del Mercado Diario (Fuente: OMIE)

Una vez finalizado el mercado diario, el Operador del Sistema comprueba si existe algún tipo de restricción técnica. Tras este paso, se llevan a cabo los mercados de ajuste (mercado intradiario y mercado de servicios de ajuste).

El **mercado intradiario** se celebra el mismo día del despacho de energía eléctrica y permite a los agentes que hayan participado en el mercado diario, ajustar sus programas de producción y consumo a sus mejores previsiones de lo que van a necesitar en tiempo real. En el mercado intradiario se celebran actualmente 6 sesiones con la distribución de horarios que puede observarse en la Tabla 3.2 para el caso de España.

	SESION 1º	SESION 2ª	SESION 3ª	SESION 4ª	SESION 5ª	SESION 6ª
Apertura de Sesión	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepción de desagregaciones de programa	19:50	22:50	02:50	05:50	09:50	13:50
Publicación PHF	20:45	23:45	03:45	06:45	10:45	14:45
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Tabla 3.2: Distribución de horarios de las 6 sesiones del Mercado Intradiario (Fuente: OMIE)

Por último, se celebra el **mercado de servicios de ajuste**. Este mercado surge como una necesidad de gestionar las diferentes restricciones técnicas del sistema eléctrico posteriores al mercado diario e intradiario. El Operador del Sistema se encarga de gestionar este mercado ya que es el encargado de que la energía eléctrica llegue a los consumidores de forma segura, fiable y con la calidad determinada.

4. COMPONENTES DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

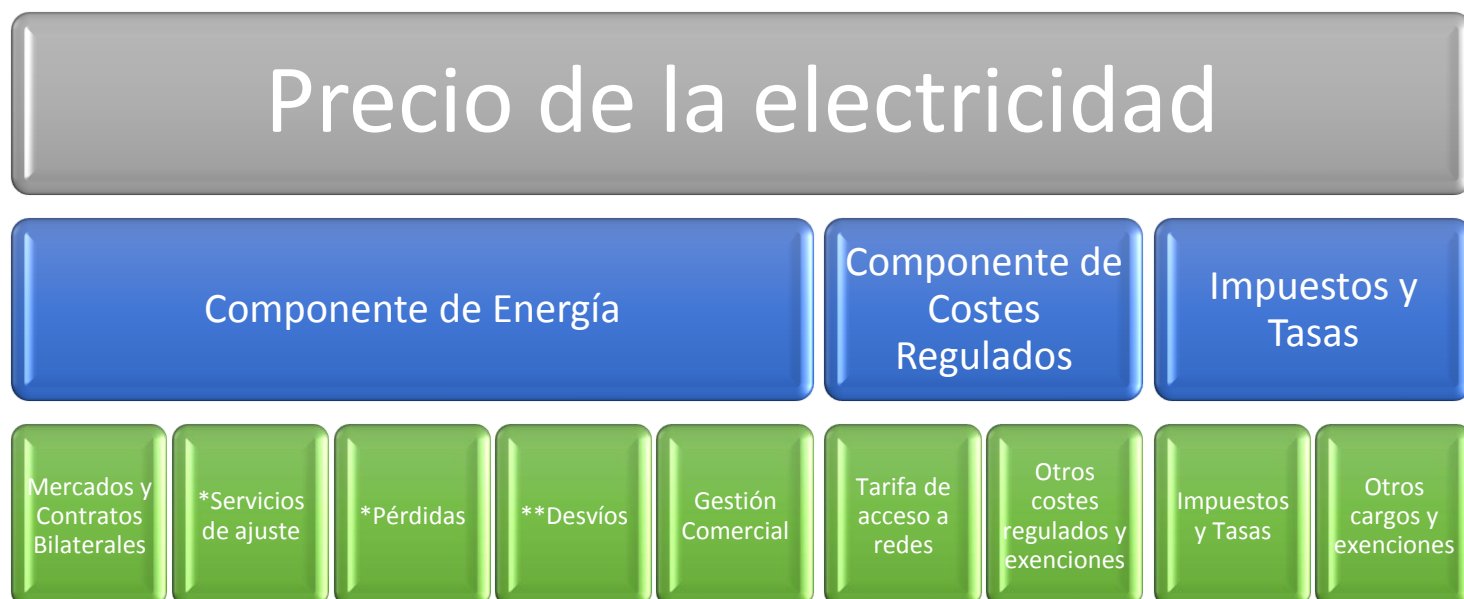


Figura 4.1: Componentes Precio de la Electricidad (Fuente: Elaboración propia)

*Los servicios de ajuste y las pérdidas en Alemania y Francia se encuentran dentro del componente de tarifa de acceso a redes.

**La parte correspondiente a los gastos asociados a desvíos en Francia se encuentra dentro de la tarifa de acceso a redes. (En España y Alemania dentro del componente de energía).

El precio de la electricidad se puede desglosar en tres componentes fundamentales: el componente de la energía, el componente de costes regulados, y por último, la parte que corresponde a impuestos y tasas.

- El **componente de energía** se subdivide a su vez en:
 - El **precio de mercado**, que puede ser el del mercado diario, mercado de futuros, o bien, el precio acordado en los contratos bilaterales a largo plazo.

Según datos de OMIE, los agentes españoles adquieren en torno al 70-80% de la energía en el mercado diario o spot. Esto es debido a que los mercados de futuro no son muy competitivos, por lo que los agentes se ven obligados a participar en un mercado diario que se encuentra muy afectado por las condiciones climatológicas. En adición, al tratarse de un mercado en el que el precio experimenta variaciones, no siempre permite que los consumidores planifiquen de una forma óptima sus gastos eléctricos.

Sin embargo, en la mayoría de países europeos el mayor porcentaje de energía negociada se lleva a cabo en los contratos bilaterales y mercados de futuro.

- Los **servicios de ajuste**, los componen los gastos asociados a garantizar la seguridad, calidad y continuidad del suministro eléctrico.

En España, este concepto forma parte del componente de energía, mientras que en Alemania y Francia está incluido dentro de las tarifas de acceso a red.

- La parte correspondiente a las **pérdidas** ocasionadas en las redes de transporte y distribución. Se tienen en cuenta las pérdidas desde las barras de la central generadora hasta el punto de entrega de la energía eléctrica.

Este concepto en Alemania y Francia también se encuentra dentro de las tarifas de acceso a redes.

- La parte de **desvíos** corresponde a los gastos asociados a la diferencia entre el consumo y producción real y su previsión.

Al igual que en los dos componentes anteriores, para Francia este gasto asociado está incluido dentro de las tarifas de acceso a redes. En cambio, para Alemania y España se incluye en el componente de energía. Concretamente en España se encuentra dentro de la parte de servicios de ajuste.

- La parte de **gestión comercial** hace referencia a la retribución que reciben los comercializadores para compensar sus costes y obtener un beneficio.

- Dentro del **componente de costes regulados** se encuentran la tarifa de acceso a redes y otros costes normalizados dependiendo del Gobierno de cada país (incluyendo las exenciones).

- La parte correspondiente a **la tarifa de acceso a redes** comprende los gastos asociados al mantenimiento y ampliación de las redes de transporte y distribución. Dependiendo de cada país, existen una serie de gastos añadidos que se detallarán más adelante.

Es necesario mencionar, que para el caso de Alemania y Francia existen exenciones para grandes consumidores de energía eléctrica, que en el caso concreto de Alemania pueden llegar a ser del 90% (según datos del informe anual de PWC de comparación de precios de la electricidad para grandes consumidores en Europa). En cambio, en España no existe ningún tipo de exención.

- Por otro lado, se encuentran una serie de **costes regulados** que dependen de cada país. Algunos ejemplos son las contribuciones de apoyo a favor de las energías renovables y la cogeneración, los pagos por capacidad, la financiación del servicio de interrumpibilidad, etc.
- El **componente de impuestos** está formado por el impuesto sobre la electricidad y otros impuestos generales correspondientes a cada país. Dentro de este componente se encontraría el IVA, no obstante, para efectos comparativos entre países no se ha considerado en este trabajo.

Este proyecto se centra en el consumo de electricidad para grandes consumidores industriales, cuyo precio presenta alguna particularidad respecto del de los consumidores domésticos. La principal diferencia se encuentra en las exenciones existentes para diversos componentes del precio.

En España, los grandes consumidores industriales tienen una reducción del 85% del impuesto sobre la electricidad.

En el caso de Alemania, el precio de las tarifas de acceso a redes presenta una reducción de entre el 80 y el 90%. Mientras que el impuesto sobre la electricidad tiene una reducción del 100%, con un pago mínimo de 1,70 €/MWh.

Por último, Francia ofrece una reducción del 50% de la tarifa de acceso a redes para los consumidores conectados a los niveles de tensión HTB. Además, el impuesto sobre la electricidad tiene una reducción del 100%, en este caso, sin necesidad de pagar un impuesto mínimo.

5. PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA

5.1 PRECIO DE LA ENERGÍA

5.1.1 MERCADOS MAYORISTAS DE LA ELECTRICIDAD

Los agentes que realizan ofertas de compra o venta de energía eléctrica, independientemente de si están en España o Portugal, pueden acudir al Mercado Ibérico de electricidad, siempre y cuando no existan restricciones en la interconexión. Puede darse el caso que la capacidad de interconexión (entre España y Portugal en este caso) esté limitada, la consecuencia de este suceso es la separación de mercados. Mientras que la capacidad de interconexión para una cierta hora no esté limitada, el precio de los mercados mayoristas será el mismo tanto para España como para Portugal. En cambio, si existe una separación de mercados o “market splitting”, el algoritmo EUPHEMIA calculará de forma independiente un precio para España y otro para Portugal.

Durante 2016 el 91,79% del tiempo el precio del mercado diario fue común para España y Portugal.

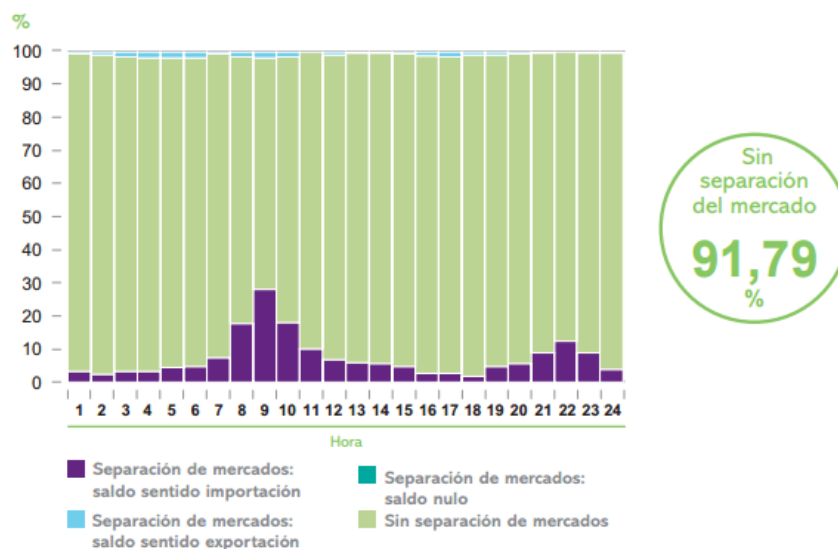
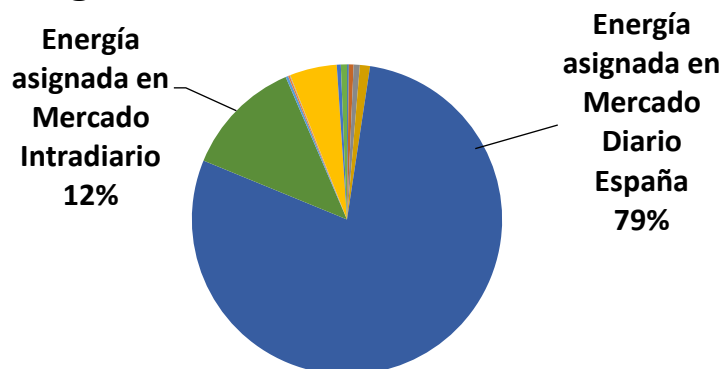


Figura 5.1: Porcentaje de número de horas con separación de mercados por periodo horario en el mercado diario

(Fuente: Informe de precios de 2016 de OMIE [5.1])

En la Figura 5.1 se puede observar el porcentaje del número de horas con separación de mercados respecto al total entre España y Portugal por periodo horario en el mercado diario durante 2016.

Energía total Mercado de Producción



**El resto corresponde a los servicios de ajuste.*

Figura 5.2: Distribución de la Energía total Mercado de Producción en 2016 (Fuente: OMIE)

En la Figura 5.2 se aprecia el porcentaje de energía asignada en el mercado diario e intradiario respecto de la energía total en el mercado ibérico. Aproximadamente, el 79% de la energía consumida en el mercado ibérico se negoció en el mercado diario en 2016. Mientras que el porcentaje de energía para el mercado intradiario fue del 12%. El resto corresponde con la energía gestionada en los mercados de ajuste.

El **mercado de futuros** en España está controlado por OMIP. OMIP es la bolsa de derivados de productos Ibéricos y no-Ibéricos que asegura la gestión del mercado eléctrico junto con OMIClear, sociedad constituida por OMIP y cuyo capital es en su totalidad propiedad de ésta. Los principales objetivos de OMIP son:

- Contribuir al desarrollo del mercado ibérico eléctrico de derivados.
- Promover precios de referencia ibéricos.
- Facilitar a los clientes instrumentos eficientes de gestión de riesgo.
- Superar algunas limitaciones del Mercado OTC.

En España, el precio del mercado diario o spot para 2016 fue **40,63 €/MWh** según datos de OMIE.

5.1.2 SERVICIOS DE AJUSTE

El encargado de gestionar los servicios de ajuste es el Operador del Sistema, que como ya se ha comentado en este trabajo, en España es Red Eléctrica de España. El objetivo fundamental de estos servicios es adaptar los programas de producción resultantes de la contratación bilateral física y de los mercados diario e intradiario para garantizar el cumplimiento de las condiciones de calidad y seguridad requeridas para el suministro de energía eléctrica. Tal y como establece la normativa actual, se incluye dentro de los servicios de ajuste a: las soluciones de restricciones técnicas, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Soluciones de restricciones técnicas

Dentro del sistema eléctrico, se producen diariamente circunstancias particulares (sobrecargas, congestiones, etc.) que pueden suponer un peligro para el cumplimiento de los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad establecidos. El Operador del Sistema es el encargado de modificar los programas de generación iniciales para garantizar la operatividad de la red.

Las soluciones de restricciones técnicas son un servicio de ajuste cuyo origen nace de la necesidad de corregir los problemas derivados de la limitación de las redes de transporte y distribución. El procedimiento a seguir por el Operador del Sistema es, por un lado, realizar una serie de simulaciones que permiten comprobar las restricciones de las redes para el día siguiente; y por otro, corregir cualquier problema que surja en tiempo real.

El proceso de resolución de las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF) consta de dos fases. La **primera fase** corresponde a la modificación del programa PDBF. El objetivo de esta fase es detectar las restricciones técnicas del PDBF, e identificar las limitaciones de programa por seguridad necesarias para evitar la aparición de nuevas restricciones en la segunda fase o en subsiguientes mercados. En la **segunda fase** se realiza el reequilibrio de producción y demanda. Una vez resueltas las restricciones técnicas identificadas en la primera fase, REE se encarga de realizar el nuevo programa de producción y demanda. Este nuevo programa deberá estar equilibrado y a su vez respetar las limitaciones establecidas por razones de seguridad en la primera fase.

En la Figura 5.3 se puede observar la cantidad de energía gestionada en la resolución de restricciones técnicas del PDBF para los diferentes meses de 2016. Se distingue entre la energía a subir y a bajar, así como, la resolución de restricciones técnicas en la red de transporte y de distribución.



El Sistema Eléctrico Español
Informe 2016

Mercados eléctricos

Resolución de restricciones técnicas (PDBF). Desglose por tipo de restricciones (GWh)

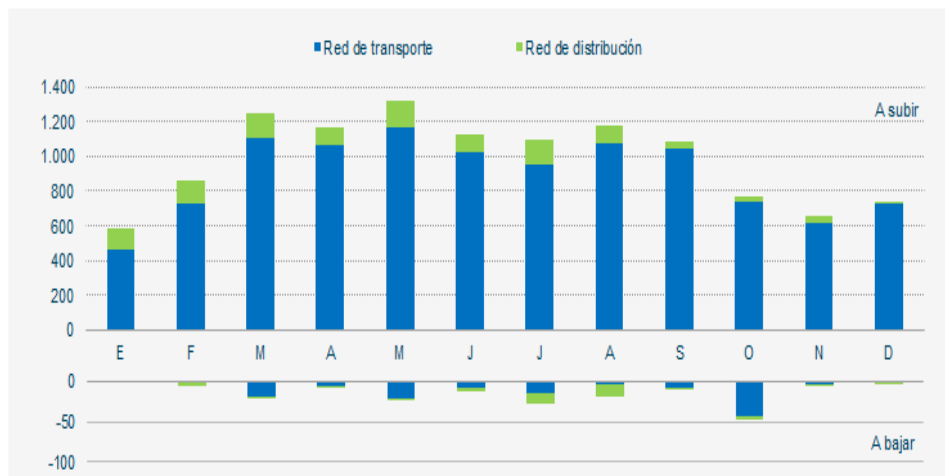


Figura 5.3: Resolución de restricciones técnicas (PDBF) (Fuente: Informe de mercados eléctricos de 2016 de REE)

En España, durante 2016 la resolución de restricciones técnicas supuso un incremento en el precio de la electricidad de un **2,19 €/MWh** (Fuente: Presentación CAM enero 2017 publicado en OMIE).

Servicios complementarios

Por definición, los servicios complementarios son ‘procesos de gestión técnica del sistema que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias’. Los servicios complementarios existentes se clasifican de la siguiente forma:

Reserva de la potencia adicional a subir. Es el valor de reserva de potencia a subir que pueda ser necesaria con respecto a la disponible en el Programa Diario Viable Provisional (PDVP) para garantizar la seguridad en el sistema eléctrico peninsular español. Hace referencia a la potencia que pueden aportar los generadores al sistema para hacer frente a desequilibrios entre la generación y el consumo para garantizar la cobertura de la demanda.

La contratación y gestión de la reserva de potencia adicional a subir es realizada por el operador del sistema mediante un mecanismo de mercado, cuando las condiciones del sistema así lo requieren. Según datos de OMIE, el servicio de reserva de la potencia adicional a subir supuso para 2016 en España un recargo en el precio final de la electricidad de **0,15 €/MWh**.

Regulación frecuencia-potencia o gestión del balance generación-demanda. Su función principal es mantener el equilibrio entre generación y demanda y para ello hace uso de las reservas de operación disponibles en el sistema. Se trata del servicio más importante y complejo y dentro de ésta se distinguen tres tipos de regulaciones diferentes:

- **Regulación primaria:** Este servicio complementario tiene como objetivo mantener la estabilidad de la frecuencia del sistema, es decir, en un valor estacionario ante desequilibrios instantáneos que se produzcan entre la generación y el consumo (pérdida súbita de generación, de demanda o interrupción de los intercambios internacionales). Los proveedores de este servicio son los grupos generadores. Es de carácter obligatorio y no retribuido.

La actuación de este servicio se realiza de forma automática por los reguladores de velocidad de las turbinas de las unidades de generación ante variaciones de la frecuencia, manteniendo así el equilibrio instantáneo entre generación y demanda el conjunto del sistema. En el P.O.1.5. *Establecimiento para la regulación frecuencia-potencia* de 18 de agosto de 1998 [5.3], se define como norma que los generadores deben tener la capacidad de variar su carga un 1.5 % de la potencia nominal, completando su actuación antes de 15 segundos en caso de ser un desvío de frecuencia inferior a 100 mHz; y entre 15 y 30 segundos si los desvíos están entre 100 y 200 mHz.

- **Regulación secundaria:** La regulación secundaria es un servicio complementario de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo los desvíos respecto al programa de intercambio previsto del Bloque de Control España y las desviaciones de la frecuencia. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía). El servicio de regulación secundaria en

España durante 2016 supuso un incremento en el precio de la electricidad de 0,71 €/MWh (Fuente: OMIE).

- **Regulación terciaria:** La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria para las unidades habilitadas, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo y la restitución de la reserva de regulación secundaria utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo. La reserva de regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas.

Control de tensión. Este servicio tiene por objeto garantizar el adecuado control de la tensión en los nudos de la red de transporte, de forma que la operación del sistema se realice en las condiciones de seguridad y fiabilidad requeridas, el suministro de energía a los consumidores finales se efectúe con los niveles de calidad exigibles y las unidades de producción puedan funcionar en las condiciones establecidas para su operación normal.

Restauración del sistema. Este servicio entra en funcionamiento cuando se ha producido un fallo en el sistema y consiste en reiniciar la operación del mismo.

Gestión de desvíos

Los mecanismos de gestión de desvíos permiten corregir variaciones entre la generación y el consumo con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión. Es gestionado por el Operador del Sistema y se retribuye mediante mecanismos de mercado.

Antes de cada hora, se evalúan los desvíos previstos hasta la siguiente sesión del mercado intradiario. En caso de identificarse una variación superior a 300 MWh persistente en el tiempo (del orden de horas), se convoca el correspondiente mercado de gestión de desvíos.



Energía gestionada en los servicios de ajuste en GWh

Concepto	Servicios de ajuste
Horizonte temporal	Mensual
Periodo	2016

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	2016
Subir													
Restricciones garantía de suministro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Restricciones técnicas al PBF	591	864	1.251	1.168	1.322	1.125	1.094	1.175	1.084	773	654	733	11.834
Regulación secundaria	162	142	163	158	182	127	95	101	95	90	103	112	1.530
Regulación terciaria	208	195	221	219	224	230	225	171	185	208	267	203	2.557
Gestión de desvíos	107	113	115	82	60	79	141	72	155	71	129	58	1.183
Restricciones en tiempo real	28	39	40	48	37	42	9	25	21	42	35	25	390
Energía a subir	1.096	1.352	1.790	1.675	1.825	1.603	1.563	1.545	1.541	1.184	1.188	1.131	17.494
Bajar													
Restricciones garantía de suministro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Restricciones técnicas al PBF	1	6	20	7	22	13	28	18	10	47	6	3	180
Regulación secundaria	88	72	69	69	58	73	92	87	98	116	106	85	1.012
Regulación terciaria	160	144	162	154	131	92	80	117	130	119	127	138	1.553
Gestión de desvíos	45	34	49	30	20	26	39	54	69	38	23	40	465
Restricciones en tiempo real	103	82	63	49	49	30	18	17	23	56	52	103	645
Energía a Bajar	396	337	364	310	280	234	257	292	328	376	314	369	3.856
Volumen													
Restricciones garantía de suministro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Restricciones técnicas al PBF	592	869	1.271	1.175	1.344	1.138	1.121	1.193	1.094	820	660	737	12.014
Regulación secundaria	249	214	232	227	240	201	187	188	193	206	209	196	2.542
Regulación terciaria	368	338	383	373	354	322	306	288	315	327	394	341	4.110
Gestión de desvíos	151	148	164	112	80	105	180	126	224	109	152	99	1.648
Restricciones en tiempo real	131	120	103	97	87	72	26	42	44	99	87	127	1.036
Volumen total de energía	1.492	1.690	2.154	1.985	2.105	1.837	1.820	1.837	1.869	1.560	1.502	1.500	21.350

Figura 5.4: Energía gestionada en los servicios de ajuste en GWh durante 2016 en España

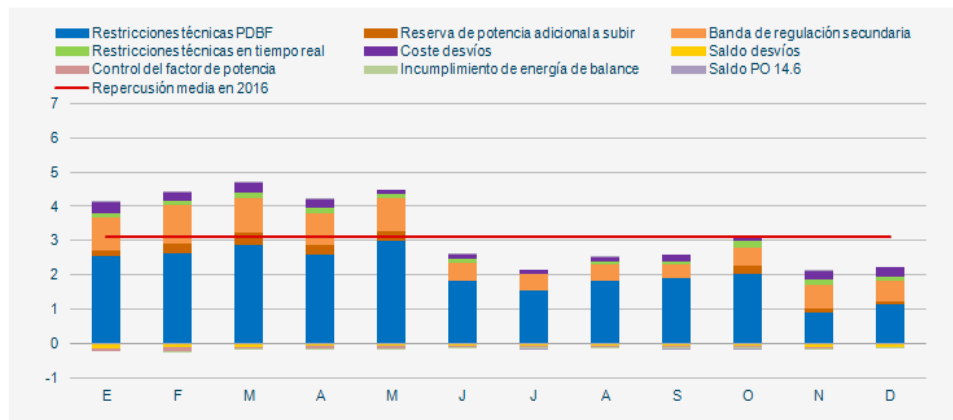
(Fuente: Informe mercados eléctricos 2016 de REE)

La Figura 5.4 permite observar de una manera desglosada los servicios de ajuste en GWh durante 2016 en España, y comparar la energía gestionada en cada una de sus partes. En cuanto la energía destinada a subir, el mayor porcentaje de energía, por una gran diferencia, fue gestionada por las restricciones técnicas al PBF. Sin embargo, para la energía a bajar el volumen fue mucho más equilibrado, siendo la regulación secundaria y terciaria las predominantes.

En la Figura 5.5 y 5.6 se aprecia la repercusión de cada uno de los servicios de ajuste del sistema en el precio final medio para cada uno de los meses del año 2016 en España.

Mercados eléctricos

Repercusión de los servicios de ajuste del sistema en el precio final medio (€/MWh)



(1) Incluye liquidación servicios transfronterizos de balance.

Figura 5.5: Repercusión de los servicios de ajuste del sistema en el precio final medio

(Fuente: Informe mercados eléctricos 2016 REE)

Repercusión de los servicios de ajuste en el precio final (€/MWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	2016	2.015
Restricciones técnicas PDBF	2,56	2,65	2,88	2,59	2,99	1,84	1,55	1,85	1,91	2,04	0,89	1,13	2,07	2,79
Restricciones técnicas en tiempo re	0,12	0,13	0,16	0,18	0,13	0,10	0,03	0,07	0,09	0,21	0,16	0,13	0,12	0,18
Restricciones intradiario	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva de potencia adicional a sul	0,16	0,25	0,37	0,29	0,30	0,00	0,00	0,00	0,02	0,25	0,15	0,08	0,15	0,19
Banda de regulación secundaria	0,95	1,13	1,01	0,90	0,93	0,52	0,47	0,48	0,39	0,51	0,68	0,63	0,71	0,91
Incumplimiento de energía de balan	0,00	-0,01	-0,01	-0,01	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,03	-0,03	-0,05	-0,04	-0,02	0,00
Coste desvíos	0,31	0,24	0,27	0,23	0,15	0,14	0,12	0,11	0,20	0,14	0,23	0,26	0,20	0,26
Saldo desvíos	-0,13	-0,11	-0,08	-0,07	-0,05	-0,05	-0,06	-0,05	-0,06	-0,06	-0,08	-0,10	-0,08	-0,02
Control del factor de potencia	-0,07	-0,09	-0,07	-0,06	-0,07	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,06	0,00	-0,06	-0,06
Saldo PO 14.6	0,02	0,01	0,01	0,02	0,00	0,03	-0,01	0,01	-0,01	-0,01	0,01	0,00	0,01	0,01
Fallo Nominación UPG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Repercusión media en 2016	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	4,26

Figura 5.6: Repercusión de los servicios de ajuste en el precio final (€/MWh) en España durante 2016

(Fuente: Informe mercados eléctricos 2016 REE)

Como se puede apreciar en la Figura 5.6, la componente correspondiente a la **gestión de desvíos** supuso un incremento del precio final de la electricidad para los consumidores de **0,20 €/MWh**.

Finalmente, los servicios de ajuste durante 2016 repercutieron en el precio de la electricidad para España con un coste medio de **3,10 €/MWh** (Fuente: Informe de mercados eléctricos de 2016 publicado en REE).

5.1.3 PÉRDIDAS

Las pérdidas que se producen tanto en las redes de transporte como en las de distribución, y se deben al fenómeno conocido como efecto Joule. Por definición, el efecto Joule es ‘el fenómeno irreversible por el cual si en un conductor circula corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor debido a los choques que sufren con los átomos del material conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo’.

Dicha pérdida de energía se compensa con los coeficientes de liquidación de la energía del mercado o coeficientes de pérdidas, que son determinados por cada gobierno. Las pérdidas respecto de la energía final consumida están entre un 9 y un 14%. De este porcentaje la gran mayoría corresponde a pérdidas en redes de distribución (7-12%), mientras que en las redes de transporte este coeficiente es menor (1,5 y 2%).

En España, tras la publicación el 29 de marzo de 2014 del Real Decreto 216/2014 [5.4] se aprobó que a partir del 1 de junio de 2014 los cálculos de los coeficientes de liquidación horarios reales serían efectuados por el Operador del Sistema, en este caso Red Eléctrica. Estos coeficientes deben equilibrar la generación con la demanda en barras de la central de distribución, y para esto debe tener en cuenta tanto pérdidas reales como los efectos del perfilado. Los coeficientes se calculan en función del nivel de tensión y peaje de acceso, así como, el perfil de consumo.

Antes de que este Decreto fuera aprobado, las pérdidas se definían una vez al año y se publicaban en el BOE en función de la tarifa de acceso y los diferentes periodos de facturación. Se estimaban las pérdidas para los consumidores con un mismo peaje de acceso contratado, sin tener en cuenta la mayor o menos proximidad a la generación o el recorrido por la red de distribución que era utilizado para cada punto del suministro. La última revisión se produjo en la Orden Ministerial IET/2735/2015, de 17 de diciembre [5.5], por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016.

Debido a la complejidad del cálculo del coste de las pérdidas revisadas cada mes, en este proyecto se estiman con los coeficientes de pérdidas.

En la Tabla 5.2 se puede apreciar los diferentes coeficientes de pérdidas para consumidores conectados en alta y media tensión. Estos coeficientes tienen en cuenta el tipo de contrato de acceso, ya sea de tres periodos o de seis.

Coeficientes de pérdidas para contratos de accesos de alta tensión con discriminación horaria de 3 periodos (en % de la energía consumida en cada período)

Tensión de suministro	Pérdidas de energía imputadas		
	Período 1	Período 2	Período 3
3.1A. Mayor de 1 kV y no superior a 36 kV	6,6	6,4	4,8

Coeficientes de pérdidas para contratos de acceso generales de alta tensión con discriminación horaria de 6 periodos (en % de la energía consumida en cada período)

Tensión de suministro	Pérdidas de energía imputadas					
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
Mayor de 1 kV y no superior a 36 kV	6,8	6,6	6,5	6,3	6,3	5,4
Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	4,9	4,7	4,6	4,4	4,4	3,8
Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	3,4	3,3	3,2	3,1	3,1	2,7
Mayor de 145 kV	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,4

Coeficientes de pérdidas para otros contratos de suministro o acceso (en % de la energía consumida en cada período)

Nivel de tensión	Porcentaje
BT	13,81
MT ($1 > \text{kV} \geq 36$)	6,00
AT ($36 > \text{kV} \geq 72,5$)	4,00
AT ($72,5 > \text{kV} \geq 145$)	3,00
MAT ($145 > \text{kV}$)	1,62

Tabla 5.1: Coeficientes de pérdidas para contratos de acceso de alta tensión (Fuente: Orden IET/107/2014, de 31 de enero)

5.1.4 GESTIÓN COMERCIAL

La parte del precio de la electricidad correspondiente a la gestión comercial no está regulada, sino que viene determinada por cada comercializador.

Dado que este proyecto se basa en los grandes consumidores industriales que trabajan unas 7.000 horas/año, se ha estimado un valor medio de **0,5 €/MWh** según datos de la comisión del comercializador.

5.1.5 FINANCIACIÓN DEL SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD

El servicio de interrumpibilidad es una herramienta de gestión de la demanda para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico de acuerdo a criterios técnicos (de seguridad del sistema) y económicos (de menor coste para el sistema), que consiste en reducir la potencia activa demandada en respuesta a una orden dada por Red Eléctrica como operador del sistema. De acuerdo con la normativa relativa al mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (Orden IET/2013/2013 y sus posteriores modificaciones) el recurso interrumpible se asigna mediante un procedimiento de subastas, siendo el operador del sistema el responsable de organizar y gestionar dicho sistema de subastas.

El mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de interrumpibilidad se encuentra recogido en la disposición final primera de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre. En esta Orden se cita que las liquidaciones del servicio de interrumpibilidad se realizarán de forma mensual.

El coste del servicio de interrumpibilidad se realiza teniendo en cuenta que la demanda asume el total del coste fijo mensual de manera proporcional a su consumo en barras de central.

En España en 2016, se cifró un coste del servicio de interrumpibilidad para cada consumidor de **1,95 €/MWh**, lo que supuso un 4,02 % del precio final de la electricidad. Se ha producido un aumento respecto del año anterior, donde como se puede observar en la Tabla 5.3, este concepto fue de 1,89 €/MWh (3,01%).

Mercado/Proceso	Ene-2014 / Dic-2014		Ene-2015 / Dic-2015		Ene-2016 / Dic-2016	
	EUR/MWh	%	EUR/MWh	%	EUR/MWh	%
Mercado diario	43,46	78,96%	51,67	82,21%	40,63	83,87%
Mercado intradiario	-0,04	-0,06%	0,00	0,00%	0,00	-0,01%
Restricciones	3,76	6,83%	2,98	4,73%	2,19	4,53%
Reserva de potencia a subir	0,59	1,08%	0,19	0,31%	0,15	0,32%
Asig. Secundaria	1,13	2,05%	0,91	1,45%	0,71	1,47%
Otros procesos	0,21	0,39%	0,19	0,30%	0,04	0,09%
Pago por capacidad	5,93	10,77%	5,02	7,99%	2,76	5,70%
Servicio de interrumpibilidad	-	-	1,89	3,01%	1,95	4,02%
TOTAL	55,05	100%	62,85	100%	48,44	100%

La componente de restricciones incluye tanto las restricciones técnicas al mercado diario como las restricciones en tiempo real.

Datos elaborados por OMIE de acuerdo con la Disposición Adicional Sexta del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo

5.2: Desglose de los diferentes componentes del precio de la electricidad para España en 2014, 2015 y 2016

(Fuente: Presentación CAM Enero 2017 publicada en OMIE)

5.2 COSTES REGULADOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

5.2.1 TARIFA DE ACCESO A LA RED

Los peajes de acceso a redes son comunes para todo el territorio nacional. Su cuantía debe cubrir los gastos del sistema sin tener en cuenta el coste de la energía y los gastos asociados a la gestión del comercializador.

Todos los consumidores de energía eléctrica están obligados a pagar el peaje de acceso a redes, y la cantidad dependerá de los niveles de tensión a los que estén conectados y las características de consumo por horario y potencia.

En el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre [5.6] se encuentra explicada la estructura de peajes de acceso a las redes actualmente en vigor. En este decreto se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Los periodos que determinan la cuantía de estas tarifas están determinados en la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre [5.7]. En el Anexo II de la Orden IET/2735/2015, de 17

de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016, se puede apreciar las diferentes tarifas existentes así como su correspondiente término de facturación de energía activa a aplicar el peaje.

En la Tabla 5.3 se muestran los diferentes tipos de tarifas existentes en España determinados por la potencia contratada para baja tensión.

Potencia contratada	Tarifa	Descripción
$P \leq 10 \text{ kW}$	2.0 A	Sin discriminación horaria
	2.0 DHA	Con discriminación horaria en 2 periodos
	2.0 DHS	Con discriminación horaria supervalve 3 periodos
$10 \text{ kW} < P \leq 15 \text{ kW}$	2.1 A	Sin discriminación horaria
	2.1 DHA	Con discriminación horaria en 2 periodos
	2.1 DHS	Con discriminación horaria supervalve 3 periodos
$P > 15 \text{ kW}$	3.0 A	Con discriminación horaria en 3 periodos

Tabla 5.3: Tarifas existentes en España para baja tensión (Fuente: Elaboración propia)

En la Tabla 5.4 se puede observar las tarifas para alta y media tensión.

Potencia contratada	Tarifa	Descripción
$P \leq 450 \text{ kW}$ $1 \text{ kV} \leq U < 36 \text{ kV}$	3.1 A	3 periodos tarifarios
$P > 450 \text{ kW}$ $1 \text{ kV} \leq U < 36 \text{ kV}$	6.X	Con discriminación horaria en 6 periodos y 5 niveles de tensión
$U \geq 36 \text{ kV}$		

Tabla 5.4: Tarifas existentes en España para media y alta tensión (Fuente: Elaboración propia)

Este trabajo está enfocado a grandes consumidores industriales cuyas tarifas corresponden con las 6.X. Por este motivo se analizarán a continuación con más detalle.

Las tarifas 6.X corresponden con tarifas aplicables para consumidores conectados a alta tensión. Dentro de estas tarifas se encuentran, por un lado, los consumidores que estén conectados a una tensión que esté entre 1 kV y 36 kV y que su potencia contratada supere los 450 kW; y por otro, los consumidores conectados a una tensión superior a 36 kV.

Estas tarifas se clasifican atendiendo a los diferentes niveles de tensión a los que estén conectados los consumidores. Se puede observar en la Tabla 5.5 las diferentes modalidades de tarifas en función de la tensión.

Tarifa	Nivel de tensión
6.1.A	$1 \text{ kV} \leq U < 30 \text{ kV}$
6.1.B	$30 \text{ kV} \leq U < 36 \text{ kV}$
6.2	$36 \text{ kV} \leq U < 72,5 \text{ kV}$
6.3	$72,5 \text{ kV} \leq U < 145 \text{ kV}$
6.4	$145 \text{ kV} \leq U$
6.5	Conexiones internacionales

Tabla 5.5: Tarifas 6.X clasificadas por el nivel de tensión (Fuente: Elaboración propia)

Dentro de estas tarifas se determinara un precio u otro dependiendo de los tipos de día, los periodos tarifarios y horarios concretos.

Los peajes de acceso a redes son determinados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Éstos serán calculados anualmente, y en caso de darse alguna circunstancia extraordinaria que afecte a los costes regulados, el Ministerio podrá hacer revisiones con una periodicidad máxima trimestral.

Dentro de las tarifas de acceso a redes se incluyen:

1. Los costes de transporte y distribución de energía eléctrica.
2. Los costes de gestión comercial.
3. Los costes de diversificación y seguridad del abastecimiento (moratoria nuclear, segunda parte del ciclo del combustible nuclear y anualidades déficit de ingresos)
4. Incentivos a las energías renovables, cogeneración y residuos.
5. Los costes permanentes que se relacionan a continuación:
 - a. Compensación de extra-peninsulares.

- b. Tasa para financiar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las tarifas de acceso a redes están constituidas por un término de potencia, un término de energía y, en casos determinados, un término de energía reactiva.

Término de Potencia

El término de potencia es un término fijo que depende de la potencia que el consumidor tenga contratada. Este término representa el coste aplicado a las redes para garantizar que los consumidores dispongan de su potencia contratada en cualquier momento.

Para cada uno de los períodos tarifarios aplicables a las tarifas, se contratará una potencia, aplicable durante todo el año.

El término de facturación de potencia se calcula realizando el sumatorio resultante de multiplicar la potencia a facturar en cada periodo tarifario por el término de potencia correspondiente. La potencia a facturar se determina en función de las potencias contratadas en cada período tarifario y, en tarifas determinadas, se calcula en función de las potencias realmente demandadas durante el periodo de facturación considerado.

Los términos de potencia para 2016 están regulados en función del peaje de acceso:

- a) Para el peaje de acceso 6.1B de alta tensión serán los previstos en el Anexo I de la Orden IET/2735/2015.
- b) Para el peaje de acceso 6.1A de alta tensión serán los previstos en el artículo 9 y el anexo I de la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015 [5.8].
- c) Para las restantes categorías de peajes de acceso serán los previstos en el artículo 10 y el anexo I de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero [5.9], por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.

En la Tabla 5.6 se recogen los diferentes términos de potencia para 2016 en España en territorio peninsular.

Peaje de acceso	Términos de potencia €/kW·año					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
6.1A	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177
6.1B	31,020989	15,523919	11,360932	11,360932	11,360932	5,183592
6.2	22,158348	11,088763	8,115134	8,115134	8,115134	3,702649
6.3	18,916198	9,466286	6,927750	6,927750	6,927750	3,160887
6.4	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315
6.5	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315

Tabla 5.6: Términos de potencia €/kWh-año para 2016 en España (Fuente: Elaboración propia)

Término de Energía

El término de energía es un término variable que depende del consumo de energía realizado por los consumidores. Este término tiene en cuenta el consumo de energía que haya circulado por la red.

El término de facturación de energía activa debe ser calcula realizando el sumatorio resultante de multiplicar la energía consumida en cada período tarifario por el término de energía correspondiente. El término de energía se factura mensualmente y teniendo en cuenta la energía consumida en dicho periodo.

Los términos de energía se encuentran regulados y recogidos en las mismas órdenes que los términos de potencia. En la Tabla 5.7 se puede apreciar los diferentes términos de energía para 2016 en España en territorio peninsular.

Peaje de acceso	Términos de energía €/kWh					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
6.1^a	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.1B	0,021822	0,016297	0,008685	0,004322	0,002791	0,001746
6.2	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018

Tabla 5.7: Términos de energía €/kWh para 2016 en España

Cuota para financiar al operador del mercado

A partir de la entrada en vigor de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016, los comercializadores, los consumidores directos en mercado y los gestores de cargas del sistema, que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad pagarán al Operador del Mercado **0,02476 €/MWh** que figure en el último programa horario final de cada hora.

Cuota para financiar al operador del sistema

A partir de la entrada en vigor de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016, los comercializadores, los consumidores directos en mercado y los gestores de cargas del sistema, que actúen en el ámbito geográfico nacional pagarán al operador del sistema 0,10865 €/MWh que figure en el último programa horario operativo de cada hora.

5.2.2 OTROS COSTES REGULADOS Y EXENCIONES

Pagos por capacidad

El mecanismo de capacidad es instrumento regulatorio que es utilizado en los diferentes mercados eléctricos. Este sirve para incentivar la inversión y disponibilidad de generación para cubrir la demanda en horas de punta del sistema y que los precios se encuentren dentro de unos márgenes razonables.

España cuenta con un mecanismo de capacidad desde la liberación del mercado, siendo su objetivo fundamental asegurar la garantía de suministro en el medio y largo plazo. Este mecanismo cuenta con dos servicios:

- **Incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo:** promueven la construcción de nuevas centrales de generación a través de pagos que facilitan la recuperación de los costes de inversión.

- **Servicio de disponibilidad a medio plazo:** se basa en la contratación de potencia con aquellas tecnologías que sean capaces de desconectarse o de disminuir su consumo en periodos de punta.

Los pagos por capacidad deben ser asumidos por todos los consumidores de energía eléctrica y el pago que debe realizar cada consumidor vendrá determinado a partir del precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad. Estas cuantías están reguladas y se publican en el BOE en las Ordenes IET por las que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para el siguiente año.

De acuerdo con la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016, el precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad para el año 2016 en las tarifas 6.X de alta tensión son los que se muestran en la Tabla 5.8.

Peajes de acceso	Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad €/kWh					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
6.1A	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000
6.1B	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000
6.2	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000
6.3	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000
6.4	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000

Tabla 5.8: Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad (Fuente: Orden IET/2735/2015)

Aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética

La Unión Europea ha establecido, como meta, el ahorro de un 20% del consumo de energía para el año 2020, a través de la Directiva 2012/27/UE [5.10] relativa a la eficiencia energética, estableciendo una serie de pautas para su desarrollo. Como medio para respaldar las iniciativas nacionales, las empresas de gas y electricidad podrían cumplir con sus obligaciones en materia de eficiencia energética contribuyendo a un Fondo Nacional de Eficiencia Energética de forma anual, de tal forma que se alcanzase el objetivo propuesto para el 2020 con la continua consecución, en cada año, de un ahorro equivalente al 1,5% de sus ventas de energía.

Con este fin, el Gobierno de España ha creado el Fondo Nacional de Eficiencia Energética, cuya figura se establece en la Ley 18/2014 [5.11] de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. A su vez, en la Orden IET/359/2016 de 17 de marzo [5.12], se publica la cuantía a pagar por cada uno de los comercializadores y operadores.

Las comercializadoras de electricidad deben contribuir al Fondo Nacional de Eficiencia Energética, con una aportación proporcional a su volumen final de ventas de energía.

Para el año 2016 se establece un objetivo de ahorro agregado de 262 ktep o 3.046,51 GWh. La equivalencia financiera para el año 2016 es 0,789728 millones de euros por ktep ahorrado o 67.916,58 euros por GWh ahorrado de acuerdo con el apartado primero. 2 de la Orden IET/359/2016.

Esta aportación económica se repercute a los consumidores finales al repartir el importe económico equivalente de ahorro para el año 2016 entre el conjunto de ventas de energía no solo de comercializadoras de energía eléctrica, sino también de suministradoras de gas, petroleras, etc. Por lo tanto, los consumidores deberán pagar aproximadamente **0,268 € por MWh** demandado.

5.3 IMPUESTOS Y TASAS

Impuesto sobre la electricidad

El impuesto sobre la electricidad está dentro del grupo de impuestos especiales (alcohol, tabaco, matriculación, hidrocarburos, carbón y electricidad) y su tipo impositivo viene determinado por ley. Al ser el IEE un impuesto especial, está sujeto al IVA (21%); pagamos IVA también por el IEE. Luego el efecto del IEE (IVA incluido) equivale a un sobrecargo del 6,186%. Las cuotas resultantes de la aplicación del tipo impositivo fijado no podrán ser inferiores a: 0,5 €/MWh, cuando la electricidad suministrada se destine a usos industriales; y 1 €/MWh cuando la electricidad suministrada se destine a otros usos.

La Ley 28/2014, de 27 de noviembre [5.13], revisa establece que desde el 1 de enero de 2015 podrían tener derecho a una reducción del 85% de la Base Imponible del Impuesto Eléctrico la energía eléctrica que los clientes destinen a los usos:

- Reducción química y procesos electrolíticos.
- Procesos mineralógicos.
- Procesos metalúrgicos.
- Actividades industriales cuya electricidad consumida represente más del 50 por ciento del coste de un producto.
- Riegos agrícolas.
- Actividades industriales cuyas compras o consumo de electricidad representen al menos el 5 por ciento del valor de la producción.

Impuesto municipal

El impuesto municipal toma un valor el 1,5 % a aplicar sobre todos los conceptos de la energía, salvo el del peaje de acceso, es decir, sobre los costes de la energía y sobre los costes regulados a excepción del peaje de acceso.

Impuesto a la producción

El 1 de enero 2013 año entró en vigor la Ley 15/2012, de 27 de diciembre [5.14], de medidas fiscales para la sostenibilidad energética por la que se crea el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, impuesto que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica cualquiera que sea su fuente y régimen de producción.

Todo fabricante o persona física o jurídica que venda energía eléctrica a la red deberá pagar un 7% del importe monetario de lo percibido por dicha transacción a partir del 1 de enero de 2013. Este impuesto se repercute en los consumidores finales en un aumento del precio de la energía en el mercado.

6. PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN ALEMANIA

6.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE ALEMANIA

Alemania cuenta con cuatro Operadores del sistema eléctrico. Éstos son responsables de la oferta a nivel nacional y la transmisión de la electricidad a través de las líneas de alta tensión. Las cuatro compañías que operan el sistema eléctrico son:

- **50Hertz Transmission GmbH,**
- **Amprion GmbH,**
- **TransnetBW GmbH**
- **TenneT TSO GmbH**

Cada Operador del sistema controla una región geográfica determinada que puede apreciarse en la Figura 6.1.



Figura 6.1: Distribución geográfica de los distintos Operadores del Sistema en Alemania (Fuente: PWC)

Bundesnetzagentur (BNetzA) es el Regulador Federal y su función principal es la supervisión del mercado en general y de las redes de transporte.

Las redes de transporte operan en niveles de alta tensión de 220 kV o 380 kV. Son las líneas denominadas *Höchstspannung* o de muy alta tensión (MAT). Las redes de transporte

también cuentan con los centros de transformación de muy alta tensión a alta tensión MAT/AT (*UmspannungHöchst- in Hochspannung*) y pueden ser de 220/110 kV o 380/110 kV.

Los diferentes niveles de tensión de la red de distribución pueden apreciarse en la Tabla 6.1.

Niveles de tensión de las redes de distribución	
Alta tensión (AT)	De 60 kV a 110 kV
Media tensión (MT)	De 1kV a 60 kV
Baja tensión (BT)	Inferior a 1 kV

Tabla 6.1 Niveles de tensión de las redes de distribución en Alemania (Fuente: Elaboración propia):

6.2 PRECIO DE LA ENERGÍA

6.2.1 MERCADOS MAYORISTAS DE LA ELECTRICIDAD

La central Europea de energía EPEX SPOT SE opera los mercados de electricidad a corto plazo para Alemania, Francia, Reino Unido, los Países Bajos, Austria, Suiza y Luxemburgo. El consumo de este grupo de países representa más del 50% del consumo de energía eléctrica en Europa. En 2016, sus 278 miembros comercializaron 529 TWh.

A diferencia de España, los agentes alemanes son más asiduos a la contratación en los mercados a plazo OTC y contratos bilaterales de diversos tipos.

El mercado spot de Alemania es EPEX SPOT (*The European Power Exchange*) y sigue el modelo marginal adoptado por la Unión Europea en base al algoritmo EUPHEMIA. En este mercado se realizan las transacciones físicamente para el día siguiente (*Day-ahead*) con ofertas horarias y por bloques horarios diferentes. Al igual que en España, se pueden diferenciar un mercado diario y otro intradiario. En el mercado diario las ofertas de compraventa deben realizarse antes del cierre del mercado a las 12:00 del día previo. En el mercado intradiario (*Intraday*) las ofertas pueden efectuarse desde las 15:00 del día previo hasta 45 minutos antes de la entrega.

Dentro del mercado EPEX SPOT, el *Physical Electricity Index (Phelix)* comprende los precios base del mercado spot (*Phelix Base*) y los precios en hora punta (*Phelix Peak*). Estos

precios se publican diariamente para Alemania y Austria y son utilizados como referencia para el mercado de futuros EEX Phelix Future.

El mercado de futuros de Alemania es denominado EEX (*EEX Power Derivatives Market*) y en él se contratan los precios de futuros para Alemania y Austria (*Phelix Futures*), Francia (*France Futures*) e Italia (*Italian Futures*). Se realizan contratos que pueden ser de potencia base y de potencia punta y su duración es variable (semanas, meses, trimestres o años). El mercado de futuros EEX permite tener una cobertura frente al riesgo de los cambios en los precios de la energía para los próximos seis años.

El precio del mercado diario en 2016 para Alemania fue de **28,96 €/MWh** según datos de EEX.

6.2.2 SERVICIOS DE AJUSTE

El mercado eléctrico alemán tiene un funcionamiento basado en la figura de los responsables de equilibrio. Las redes de transporte se dividen en grupos de equilibrio (*Balancing Groups* o BG) y para cada grupo los usuarios de la red designan a un responsable de equilibrio (BRP). El responsable debe garantizar que en su zona de actuación existe equilibrio en cada período de medición de 15 minutos.

El conjunto de los equilibrios de cada BRP es controlado por el Operador del Sistema, y éste, si fuese necesario, podrá intervenir para tomar medidas que garanticen la seguridad del sistema. El control del equilibrio del sistema se realiza llevando a cabo diversas acciones que se clasifican según su periodo de actuación. De este modo, se distinguen el control de primaria, secundaria y el control de reserva en minutos (equivalente a la terciaria). Estos servicios son adquiridos por licitación a través de una plataforma de internet común (www.regelleistung.net), siendo operado por los cuatro Operadores del sistema.

Los Operadores del sistema alemanes han establecido un marco de colaboración denominado ‘Grid Control Cooperation’ (GCC) para optimizar técnica y económicamente su control y uso a través de una comunicación inteligente entre los controladores de carga de frecuencia del Operador del sistema.

El control de **regulación primaria** es realizado de manera conjunta por todos los Operadores del Sistema. Las unidades participantes deben de contar con un mecanismo automático que entre en funcionamiento antes de los 30 segundos y hasta un máximo de 15 minutos. El rango de regulación mínimo debe de ser de 1 MW, tanto de subida como bajada. La regulación debe estar disponible 24 horas al día y es remunerada con un pago por disponibilidad en €/MW.

El control de **regulación secundaria** debe tener también una respuesta automática, sin embargo, su período de actuación difiere con el de primaria. Éste deberá entrar en acción en menos de 5 minutos y tendrá una duración máxima de 1 hora. El rango de regulación mínimo es de 5 MW, y debe estar escalonado en incrementos de 1 MW. Al igual que en la regulación primaria se realiza un pago por disponibilidad en €/MW, pero además se realiza un pago de energía en €/MWh a las unidades por la energía suministrada. La regulación secundaria se clasifica en: banda a subir o a bajar, y puede actuar en periodo de punta o de valle.

En el control de **regulación en minutos (equivalente a la terciaria)**, las centrales participantes deben entrar en funcionamiento antes de los 15 minutos y responder durante al menos 1 hora. El rango de regulación mínima es igual al de regulación secundaria (5MW en escalones de 1MW). El rango de regulación puede ser de incluso bloques de 25 MW declarables como indivisibles. Al igual que en el caso de la regulación secundaria, las centrales que participen en este tipo de regulación reciben un pago por disponibilidad en €/MW y otro por energía €/MWh (si lo solicitan).

Los costes por disponibilidad de la regulación primaria, secundaria y terciaria **están incorporados dentro de las tarifas de acceso** incrementando los costes de operación del sistema. Y el pago de la energía suministrada en la regulación secundaria y terciaria **está incorporado en los desvíos**.

Gestión de Desvíos

Los desvíos son establecidos para cada una de las zonas de transporte. Por debajo de un responsable de equilibrio puede haber otros responsables de equilibrio secundarios. Lo que se emplea para ofrecer el servicio de apantallamiento frente a desvíos por parte de otros responsables con capacidad de ajustar carga.

Para cada zona de transporte se establecerá un precio único, y este puede ser positivo o negativo. Si se trata de un desvío positivo, la liquidación de cada agente que consuma más de lo programado será a pagar; en cambio si el agente consume menos de lo programado la liquidación final resultará a recibir. No obstante, se producirá el caso contrario si el desvío final resulta negativo, si el agente ha consumido más de lo programado obtendrá un pago en su liquidación; por otro lado, si el agente ha consumido menos deberá realizar un pago en su liquidación.

Debido a la complejidad a la hora de calcular un coste medio de los desvíos y con el fin de poder comparar con los demás países analizados, para la realización de los casos de estudio en este proyecto se ha considerado que el coste medio de los costes de los desvíos para los consumidores industriales en Alemania es aproximadamente el **4% del precio del mercado**.

6.2.3 PÉRDIDAS

En Alemania los costes ocasionados por las pérdidas de la red **están incluidos en la tarifa de acceso a la red**.

6.2.4 GESTIÓN COMERCIAL

Es la retribución que requiere el comercializador para absorber sus costes y obtener un beneficio. Los consumidores electro-intensivos alemanes pagan una cantidad en torno a **0,3 €/MWh** por este concepto.

6.2.5 FINANCIACIÓN DEL SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD

Este cargo en Alemania se encuentra dentro de los costes regulados y se detalla más adelante.

6.3 COSTES REGULADOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

6.3.1 TARIFAS DE ACCESO A LA RED

El regulador federal (BNetzA) es el encargado de calcular el límite de los cargos del uso de las redes para el mercado eléctrico alemán. A partir de este límite impuesto cada operador del sistema calcula los peajes de acceso a la red en su zona.

Según el artículo §39 de la Ley sobre el suministro de gas y electricidad (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) [6.1] de 07 de julio 2005, los operadores del sistema de suministro de energía tienen la obligación de dar acceso a la red no discriminatorio para todos, y las compañías transportistas y distribuidoras deben anunciar públicamente sus tarifas, que estarán reguladas y supervisadas por el ministerio de Economía.

Las tarifas de acceso a la red en Alemania incluyen los siguientes conceptos:

- Uso de la infraestructura de la red (Provisión y mantenimiento de las líneas, transformadores y subestaciones).
- Prestación de servicios complementarios del sistema para garantizar una operación segura (control de frecuencia y control de tensión, provisión de reserva secundaria y terciaria).
- Pérdidas en la red de transporte.

Este proyecto tiene en consideración tarifas anuales, no obstante, cabe destacar que existen tarifas mensuales para consumidores que tenga un consumo muy desigual a lo largo del año.

A diferencia de España, que cuentan con tarifas con discriminación horaria (el precio de la electricidad es distinto dependiendo del periodo del día en que nos encontremos), en Alemania únicamente se tiene en cuenta las horas de utilización de la red. Se calcula obteniendo el cociente entre la energía consumida anualmente y la demanda de potencia máxima. La clasificación de las tarifas se diferencia a partir de las horas de utilización (superiores o inferiores a 2500 horas/año).

Los pagos por uso de la infraestructura de la red ('tarifas de acceso a la red'), que incluyen los servicios complementarios y pérdidas de la red, constan de dos términos, uno de potencia y otro de energía.

Cada operador del sistema calcula los peajes de acceso a la red en su zona. Por lo tanto, existirá una tarifa distinta para cada una de las cuatro zonas en las que está dividida Alemania. En la Tabla 6.2 se aprecian los diferentes peajes de acceso a redes para cada uno de los operadores del sistema eléctrico alemán. Para el caso de AMPRION se han tenido en cuenta los datos de 2017, el resto de tarifas corresponden a las del año de estudio de este proyecto (2016).

AMPRION				
Horas utilización	< 2500 h/año		>2500 h/año	
	Término de potencia (€/kW año)	Término de energía (c€/kWh)	Término de potencia (€/kW año)	Término de energía (c€/kWh)
Muy alta tensión (380kV o 220kV)	6,30	1,512	36,55	0,302
Transformación (380/220-110kV)	7,09	1,588	37,14	0,386
TENNET TSO				
Horas utilización	< 2500 h/año		>2500 h/año	
	Término de potencia (€/kW año)	Término de energía (c€/kWh)	Término de potencia (€/kW año)	Término de energía (c€/kWh)
Muy alta tensión (380kV o 220kV)	6,86	2,17	58,04	0,12
Transformación (380/220-110kV)	7,33	2,29	61,03	0,14

TRANSNET BW GmbH				
Horas utilización	< 2500 h/año		>2500 h/año	
	Término de potencia (€/kW año)	Término de energía (c€/kWh)	Término de potencia (€/kW año)	Término de energía (c€/kWh)
Muy alta tensión (380kV o 220kV)	4,82	1,89	48,94	0,13
Transformación (380/220-110kV)	12,66	1,95	60,68	0,03
50 HERTZ				
Horas utilización	< 2500 h/año		>2500 h/año	
	Término de potencia (€/kW año)	Término de energía (c€/kWh)	Término de potencia (€/kW año)	Término de energía (c€/kWh)
Muy alta tensión (380kV o 220kV)	8,15	2,32	60,08	0,25
Transformación (380/220-110kV)	18,11	2,69	83,35	0,09

Tabla 6.2: Tarifas de acceso a la red de transporte en Alemania para 2016.
(Fuente: Amprion, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH y 50 hertz)

Para la red de distribución existen más de 200 compañías distribuidoras y las tarifas de acceso a redes pueden ser distintas para cada una de ellas. En este trabajo se ha escogido la empresa Netze BW cuyas tarifas de acceso para 2016 se muestran en la Tabla 6.3.

NETZE BW				
Horas utilización	< 2500 h/año		>2500 h/año	
	Término de potencia (€/kW año)	Término de energía (c€/kWh)	Término de potencia (€/kW año)	Término de energía (c€/kWh)
AT (60kV-110kV)	8,61	2,68	70,38	0,21
Transformación (AT/MT)	9,13	2,67	68,71	0,29
MT (hasta 60kV)	18,20	3,64	72,21	1,48
Transformación MT/BT	11,94	4,30	116,85	0,10
BT (<1kV)	17,51	4,54	112,67	0,73

Tabla 6.3: Tarifa de acceso a la red de distribución para 2016 (Fuente: Netze BW)

Según el §19 del Reglamento sobre las tarifas de acceso a las redes de suministro de electricidad (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV) [6.2] los operadores del sistema están obligados a ofrecer una tasa especial a los consumidores cuya demanda efectiva se desvíe considerablemente y de forma previsible de la demanda del sistema (uso atípico de la red) y a los consumidores con un consumo superior de 10 GWh al año.

La exención para los consumidores cuya demanda se desvíe considerablemente de la demanda (uso atípico de la red) no puede superar el 80%.

En la Tabla 6.4 se puede apreciar las exenciones en el pago de las tarifas de acceso a red aplicables para consumidores con una demanda superior a 10 GWh y una utilización superior a 7000 horas al año.

Utilización en horas al año	Reducción máxima
Entre 7000 y 7500 h/año	80%
Entre 7500 y 8000 h/año	85%
Más de 8000 h/año	90%

Tabla 6.4: Reducciones en el pago de las tarifas de acceso a red para consumidores con una demanda superior a 10 GWh

(Fuente: Elaboración propia)

El mínimo de reducción esperada para cada caso es del 40%.

6.3.2 OTROS COSTES REGULADOS

Para los consumidores alemanes existen otra serie de cargos adicionales a las tarifas de acceso a redes. Estos son:

Pagos por medición y facturación

Son los pagos correspondientes para la financiación de los equipos de medición que son utilizados para la recogida y el registro de potencia y energía consumida de cada usuario. Difieren dependiendo de las compañías, en la Tabla 6.5 se puede apreciar los cargos por medición y facturación para los casos estudiados.

AMPRION				
€/año y punto de medida				
	Muy alta tensión	Alta tensión	Media tensión	Baja tensión
Medición (incluido lectura)	3.431	2.134	1.534	740
TENNET TSO GmbH				
€/año y punto de medida				
	Muy alta tensión	Alta tensión	Media tensión	Baja tensión
Suministro instalaciones	4.320	3.222	1.002	-
Lectura	990	720	420	-
Facturación	2.010			
TRANSNETBW GmbH				
€/año y punto de medida				
Suministro instalaciones	4.159,01			
Lectura	813,02			
Facturación	2.039,54			

50 HERTZ				
€/ año y punto de medida				
	Muy alta tensión	Alta tensión	Media tensión	Baja tensión
Suministro de instalaciones	2.190		2.190	
Lectura	1.171		470	
Facturación	3.512		1.411	
NETZE BW				
€/año y punto de medida				
	Muy alta tensión	Alta tensión	Media tensión	Baja tensión
Suministro de instalaciones	-	1.593,60	577,88	299,08
Lectura	-	142,60	142,60	142,60
Facturación	-	299,20	299,20	299,20

Tabla 6.5: Cargos por medición y facturación para 2016 en Alemania (Fuente: AMPRION, TENNET TSO, TRANSNETBW, 50 HERTZ y NETZE BW)

Pagos por reserva de red

Este pago está asociado a un servicio que los clientes con generación propia tienen derecho a solicitar. Se trata de una solicitud de reserva de red para cubrir las interrupciones de suministro debidas a fallos o mantenimiento de los equipos de generación. La reserva tiene una potencia máxima predefinida y su tiempo máximo de uso es de 600 horas anuales.

AMPRION			
	0 h/año – 200 h/año €/kW año	200 h/año – 400 h/año €/kW año	400 h/año – 600 h/año €/kW año
Muy alta tensión (380kV o 220kV)	15,75	18,90	22,05
Transformación (220-110kV)	31,75	34,90	38,05
TENNET TSO GmbH			
	0 h/año – 200 h/año €/kW año	200 h/año – 400 h/año €/kW año	400 h/año – 600 h/año €/kW año
Muy alta tensión (380kV o 220kV)	17,14	20,57	23,99

Transformación (220-110kV)	18,32	21,99	25,65
TRANSNET BW GmbH			
	0 h/año – 200 h/año €/kW año	200 h/año – 400 h/año €/kW año	400 h/año – 600 h/año €/kW año
Muy alta tensión (380kV o 220kV)	15,07	18,08	21,10
Transformación (220-110kV)	15,82	18,98	22,15
50 HERTZ			
	0 h/año – 200 h/año €/kW año	200 h/año – 400 h/año €/kW año	400 h/año – 600 h/año €/kW año
Previsión	16,57	19,89	23,20
Uso	15,24	15,24	15,24
NETZE BW			
	0 h/año – 200 h/año €/kW año	200 h/año – 400 h/año €/kW año	400 h/año – 600 h/año €/kW año
AT (60kV-110kV)	22,19	26,63	31,06
Transformación (AT/MT)	23,53	28,24	32,95
MT (hasta 60kV)	50,57	60,68	70,79
Transformación MT/BT	31,41	37,69	43,97
BT (<1kV)	44,22	53,06	61,90

Tabla 6.6: Cargos por reserva de red en 2016 para Alemania (Fuente: AMPRION, TENNET TSO, TRANSNETBW, 50 HERTZ y NETZE BW)

Contribución para la exención en la ATR (19 StromNev)

El cargo para la contribución para la exención en la ATR se destina para cubrir los ingresos no recaudados por los descuentos en las tarifas de acceso a red aplicados a determinados consumidores por aplicación del artículo 19 de StromNev. Esta cuantía se divide entre todos los usuarios finales siendo su valor para cada consumidor en 2016:

- Para usuarios con un consumo menor a 1.000.000 kWh/año el cargo es de **3,78 €/MWh**. En 2017, este componente a aumentado a 3,88 €/MWh.

- Para usuarios con un consumo mayor a 1.000.000 kWh/año el cargo es de **0,5 €/MWh**.
- Para usuarios con un consumo mayor a 1.000.000 kWh/año y cuyo coste de la electricidad excede el 4% de la facturación total, el cargo es de **0,25 €/MWh**.

Contribución a las energías renovables

Se trata de un cargo adicional cuya finalidad es financiar las primas a las energías renovables.

Para 2016 supuso un cargo de **63,54 €/MWh** con carácter general, para 2017 el cargo será de 68,80 €/MWh. No obstante, existen una serie de exenciones que están recogidas en el artículo 64 de la ley de energías renovables (Erneuerbare-Energien-Gesetz) [6.3].

- Los primeros 1.000 MWh se pagan íntegros con el cargo de la tasa general EEG.
- Para los usuarios con un consumo superior a 1GWh cuyo coste de la energía es mayor del 16% (pero menor del 20%) de su valor añadido bruto, el pago de dicha contribución es el 15% de la tasa general EEG.
- Para los usuarios con un consumo superior a 1GWh cuyo coste de la energía es mayor del 20% de su valor añadido bruto, la contribución EEG tiene un límite máximo de:
 - 0,5 €/MWh para la industria del aluminio, plomo, zinc y cobre.
 - 1 €/MWh para las demás industrias.

Contribución a la cogeneración (CHP)

Según la ley de cogeneración (plantas combinadas de calor y electricidad (CHP)) (KraftWärme-Kopplungsgesetz KWK-G) [6.4] se establece el siguiente cargo CHP para todos los consumidores finales, cuya cuantía para 2016 es:

Para usuarios con un consumo inferior a 100.000 kWh/año es de **4,45 €/MWh**.

- Para usuarios con un consumo mayor a 100.000 kWh/año es de **0,40 €/ MWh**.

- Para usuarios con un consumo mayor a 100.000 kWh/año y cuyos gastos de electricidad exceden el 4% de la facturación total dicho cargo es de **0,30 €/MWh**.

Contribución a los parques marinos (OFFSHORE)

Esta contribución va destinada para cubrir las primas a los parques eólicos marinos. Para 2016 su valor es:

- Para usuarios con un consumo inferior a 1.000.000kWh/año es de **0,40 €/MWh**
- Para usuarios con un consumo mayor a 1.000.000kWh/año es de **0,27 €/ MWh**
- Para usuarios con un consumo mayor a 1.000.000 kWh/año y cuyos gastos de electricidad exceden el 4% de la facturación total dicho cargo es de **0,25 €/ MWh**

Contribución para financiar el servicio de interrumpibilidad (§ 18 AbLaV)

Este cargo va destinado a la financiación del servicio de interrumpibilidad, se aplica a todos los consumidores finales. El cargo para financiar el servicio de interrumpibilidad no fue relevante para 2016.

6.4 IMPUESTOS

Impuesto sobre la electricidad

En Alemania, el impuesto sobre la electricidad se ha mantenido respecto al del año anterior, y tiene un valor de 20,50 €/MWh en 2016 según la Ley sobre el impuesto de electricidad StromStG) [6.5].

Según el artículo §9 de dicha ley la mayoría de las empresas manufactureras tienen una exención de 5,13 €/MWh, reduciendo dicho impuesto a una cantidad de **15,37€/MWh**.

Además muchas actividades están exentas de este impuesto, entre las cuales se encuentran las que emplean electrolisis, empresas del sector del vidrio, cerámica, metalurgia, cemento, reducción química, etc.

Dicho impuesto aunque tenga exenciones del 100% para algunas actividades, su valor no puede ser inferior a 1,7 €/MWh según los límites de los impuestos ‘Spitzensteuerausgleich’.

Tasa por el uso del terreno

Las tasas por el uso del terreno dependen del tamaño de las comunidades para pequeños consumidores. Siendo el cargo más elevado para comunidades con más habitantes. Existe una tarifa especial para clientes de energía eléctrica en baja tarifa pico con un valor de 0,61 c€/MWh. Por último, los consumidores industriales tienen una tasa fija que depende de su consumo de energía, y esta tiene un valor de **0,11 c€/kWh**. Esta tasa está recogida en la Ley sobre el derecho de concesión para la electricidad y el gas [Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung - KAV)] [6.6] y su valor es de:

7. PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN FRANCIA

7.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE FRANCIA

En Francia se pueden distinguir tres tipos de redes según sus niveles de tensión:

1. **La red de transporte y de interconexión**, que opera en niveles de tensión de 400 kV o 200 kV. Es utilizada para transportar la energía eléctrica a lo largo de grandes distancias disminuyendo lo máximo posible las pérdidas.
2. **La red de distribución regional**, con niveles de tensión de 225 kV, 90 kV y 63 kV. Su función es distribuir la energía a lo largo de las regiones y alimentar las redes de distribución pública y a los grandes consumidores industriales.
3. **La red de distribución de media y baja tensión**. La red de media tensión (“red HTA”) opera a 20 kV, mientras que la red de baja tensión (“red BT”) lo hace a 400 V en trifásico y 230 en monofásico.

El operador del sistema para toda la red de transporte en Francia es ‘*Réseau de Transport d’Électricité*’ (RTE).

Las redes públicas de distribución son propiedad de los municipios, el 95% de la red de distribución continental está gestionada por ERDF (‘*Électricité Réseau Distribution France*’) y el 5% por empresas de distribución locales a través de contratos de distribución.

La red de transporte y distribución está totalmente regulada por la CRE (‘*Commission de Régulation de l’Énergie*’).

7.2 PRECIO DE LA ENERGÍA

7.2.1 MERCADOS MAYORISTAS DE LA ELECTRICIDAD

Al igual que en Alemania, el mercado Spot de Francia es EPEX Spot, cuyas características se han detallado ya anteriormente. Mientras que el mercado a plazo es el EEX French Financial Futures que está integrado con Alemania, Austria y Suiza.

La Figura 7.1 muestra un gráfico de los precios del mercado diario Spot para Francia durante 2016. Se aprecia un alto crecimiento durante los últimos meses del año.

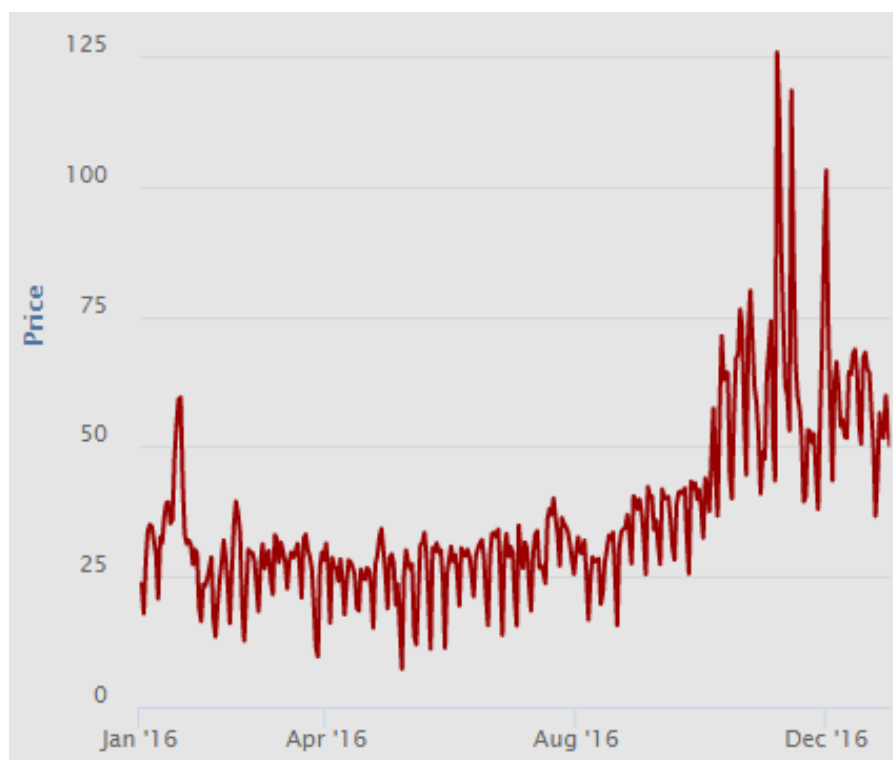


Figura 7.1: Precio del EPEX Spot para Francia durante 2016 (Fuente: EEX)

En la Tabla 7.1 se puede apreciar el precio del mercado diario (EPEX Spot) en 2016 y el precio contratado a futuros del 2015 para el año 2016 (Cal-16).

	EPEX Spot (€/MWh)	EEX Baseload Y+1 (Cal 16) (€/MWh)
2016	36,6	33,4

Tabla 7.1: Precios medios del Mercado Spot (2016) y el Cal-16 durante 2015 para Francia. (Fuente: EEX Spot y EEX French Financial Futures)

Unos de los aspectos más especiales del mercado francés es el recogido en la Ley NOME, de 7 de diciembre de 2010 [7.1]. Esta ley tiene por objeto una nueva organización del mercado de electricidad y un acceso controlado a la producción eléctrica nuclear con el fin de fomentar la competencia y mantener precios competitivos en Francia para los consumidores finales. En este sentido, se da derecho de acceso a comercializadores a la producción de electricidad del parque nuclear de EDF a un precio regulado (precio ARENH) que refleje los costes completos. Según esta ley, a partir del 11 de julio de 2011 y por un periodo de 15 años, los comercializadores alternativos a EDF tienen derecho al acceso al

parque histórico nuclear para un volumen total que no puede sobrepasar los 100 TWh, lo que representa alrededor del 25% del parque nuclear histórico. El regulador (CRE) fija el precio de la electricidad, que debe ser representativo de las condiciones económicas de la producción de electricidad de las centrales nucleares EDF a lo largo de la duración de este mecanismo.

A fin de evitar la reventa de los volúmenes adquiridos mediante este mecanismo, y mejorar la previsión de los volúmenes de ventas de los comercializadores, se estipula un complemento al precio que deberán pagar estos si lo que ha recibido es más que lo que le corresponde según el derecho teórico.

El dispositivo ARENH permitió a los proveedores de electricidad comprar a EDF su electricidad nuclear a un precio regulado fijado en 42 €/MWh para 2016.

En el ámbito mayorista, se creó en el segundo semestre de 2006 el consorcio Exeltium de empresas con gran consumo de electricidad con el fin de acceder a contratos a largo plazo y con un precio basado en los costes de producción de la energía nuclear de EDF. Estas empresas se definen como aquellas que cuya relación entre el consumo de electricidad y el valor añadido es superior a 2,5 kWh/€. Los volúmenes de electricidad deben incluir que el consumo en horas valle debe ser de al menos el 55% del consumo total y la utilización de la potencia (salvo paradas excepcionales y de mantenimiento) sea de 8000 horas/año.

Las leyes y regulaciones establecen que las industrias no pueden combinar el contrato Exeltium con los precios regulados por la Ley NOME (precios ARENH). Los contratos Exeltium son más económicos que el precio regulado, por lo que el consumidor electro-intensivo francés contrata la mayor parte de su energía con contratos Exeltium.

7.2.2 SERVICIOS DE AJUSTE Y OTROS COSTES DE LA ENERGÍA

En Francia, los servicios de ajuste, las pérdidas de red y los desvíos están incluidos en las tarifas de acceso a la red.

Gestión Comercial

Los grandes consumidores industriales de energía eléctrica en Francia pagan de 0,4 a 1,2 €/MWh por este concepto.

En el estudio realizado se ha considerado un valor de **0,8 €/MWh** que corresponde al valor medio de este intervalo.

7.3 COSTES REGULADOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

7.3.1 TARIFAS DE ACCESO A LA RED

El Código de la Energía [7.2] otorga a la CRE la facultad de fijar las tarifas de acceso a la red llamadas TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité) para garantizar las funciones de mantenimiento de las infraestructuras de la red.

La tarifa de acceso a redes es uniforme en todo el territorio nacional, a diferencia de Alemania. Además, el precio de acceso a la red es independiente de la distancia recorrida por la energía (solidaridad individual) (según el artículo 14 del reglamento règlement (CE) n° 714/2009 [7.3]). Al igual que en España, la tarifa tiene un término fijo en función de la potencia contratada, y otro variable que depende de la energía consumida. Las tarifas varían en función de las estaciones, los días de la semana y/o las horas del día.

La aplicación de una tarifa u otra viene determinada por el nivel de tensión al que esté conectado el consumidor. En la Tabla 7.2 se puede apreciar las diferentes tarifas existentes determinadas por los niveles de tensión.

Tarifa	Nivel de Tensión
BT	$U < 1 \text{ kV}$
HTA	$1 \text{ kV} \leq U < 50 \text{ kV}$
HTB 1	$50 \text{ kV} \leq U < 130 \text{ kV}$
HTB 2	$130 \text{ kV} \leq U < 350 \text{ kV}$
HTB 3	$350 \text{ kV} \leq U < 500 \text{ kV}$

Tabla 7.2: Tarifas de la electricidad en Francia en función del nivel de tensión (Fuente: Elaboración propia)

El 1 de Agosto de 2013 entró en vigor la nueva tarifa llamada TURPE 4 que introduce una diferenciación temporal para los clientes conectados a la red de transporte. La TURPE 4 es la suma de los siguientes componentes:

CG: Componente anual de gestión

CC: Componente anual de medida

CS: Componente anual de suministro

CMDPS: Componente mensual por sobrepasar la potencia contratada

CACS: Componente anual de alimentación complementaria y de reserva

CR: Componente de agrupación de puntos de consumo de un mismo cliente

CDPP: Componente anual de excesos puntuales de potencia programados

CER: Componente anual de la energía reactiva

CI: Componente anual de energía inyectada

Componente Anual de Gestión (CG)

Refleja los costes de gestión de las redes para la gestión de registros de usuario, recepción física y telefónica, facturación y recogida. El coste se paga por todos los consumidores (cada punto de conexión y cada contrato de acceso) en un plazo fijo y depende del rango de tensión de alimentación. Los valores para 2016 se muestran en la Tabla 7.3.

€/año	Contrato de acceso a red realizada por usuario	Contrato de acceso a red realizada por el proveedor
HTA	723,24	69,84
HTB	8080,65	8080,65

Tabla 7.3: Componente de gestión para 2016 (Fuente: TURPE 4)

Componente de medición (CC)

Este componente corresponde a los gastos asociados a la medición a todos los usuarios en función de sus necesidades (contador de índice o de la curva de medición, control de potencia, etc.). El coste varía dependiendo de si el equipo de medición es propiedad del usuario o no. Además, depende de otros aspectos como la potencia máxima de inyección, el tipo de control o nivel de tensión de la fuente. En la Tabla 7.4 se resume esta componente para los niveles de tensión HTA y HTB.

€/año	Precio por dispositivo (propiedad de RTE)	Precio por dispositivo (propiedad del consumidor)
HTB	2793,94	501,59
HTA	1222,32	572,52

Tabla 7.4: Componente de medición para 2016 (Fuente: TURPE 4)

Componente de suministro (CS)

El origen de este componente deriva de los costes de explotación y mantenimientos de las infraestructuras de la red. Además, incluye el **componente de pérdidas** ocasionadas en el transporte de la energía. Se subdivide en dos partes, una parte corresponde con el término de potencia contratada y la otra depende de la energía consumida. Su coste se establece en función del nivel de tensión, siendo inferior para las conexiones a alta tensión. Esto es debido a que una conexión en alta tensión utiliza menos infraestructuras de la red.

Teniendo en cuenta los niveles de tensión a los que se conecte el usuario, los consumidores podrás elegir varias tarifas, como con diferenciación de temporada (verano/invierno) o con discriminación horaria, variando el precio según las horas del días (horas de punta/horas valle).

Dentro del nivel de tensión **HTA** los usuarios pueden escoger tres tarifas distintas: sin discriminación temporal, con discriminación temporal de 5 clases y con discriminación temporal de 8 clases.

Para los niveles de tensión **HTB1** y **HTB2** se establece una discriminación temporal de 5 clases. Mientras que en **HTB3** no hay discriminación temporal.

En la Tabla 7.5 se puede apreciar la clasificación horaria para los niveles de tensión HTB1 y HTB2. Se diferencia la temporada de verano (abril-octubre) e invierno (noviembre-marzo).

Invierno			Verano	Invierno	
Enero	Febrero	Marzo	Abril-Octubre	Noviembre	Diciembre
Días laborables					
7h - 9h	7h - 9h	7h - 23 h	7h - 23 h	7h - 23 h	7h - 9h
9h - 11h	9h - 11h				9h - 11h
11h - 18h	11h - 18h				11h - 18h
18h- 20h	18h- 20h				18h- 20h
20 h - 23h	20 h - 23h				20 h - 23h
23h - 7h	23h - 7h	23h - 7h	23h - 7h	23h - 7h	23h - 7h
Días no laborables					
00h - 24h	00h - 24h	00h - 24h	00h - 24h	00h - 24h	00h - 24h
Leyenda	Horas punta	Horas llano invierno	Horas valle invierno	Horas llano verano	Horas valle verano

Tabla 7.5: Clases temporales en HTB2 y HTB1 (Fuente: TURPE 4)

La componente de suministro para tarifas sin discriminación temporal está formada por una parte fija (en función de la potencia contratada) y una parte variable (que depende de la energía consumida). Para hallar esta componente se utiliza la siguiente fórmula:

$$CS = a_2 \cdot P_{contratada} + b \cdot \tau^c \cdot P_{contratada}$$

Donde, τ es la tasa de utilización cuya fórmula es:

$$\tau = \frac{E_{consumida}}{d \cdot P_{contratada}}$$

En las fórmulas anteriores, d son las horas del año consideradas, y los coeficientes a_2 , b y c se muestran en la Tabla 7.6.

Nivel de tensión	a_2 [€/kW·año]	b [€/kW·año]	c
HTB3	4,87	19,73	0,856
HTA	21,72	87,19	0,690

Tabla 7.6: Coeficientes para CS sin discriminación temporal (Fuente: TURPE 4)

La componente de suministro para tarifas con discriminación temporal se calcula con la fórmula que se indica a continuación:

$$CS = a_2 \cdot P_{\text{contratada ponderada}} + \sum_{i=1}^n (d_i \cdot E_i)$$

Siendo E_i la energía activa consumida dependiendo de la clase temporal expresada en kWh y la Potencia contratada ponderada la siguiente:

$$P_{\text{contratada ponderada}} = k_1 \cdot P_1 + \sum_{i=1}^n k_i \cdot (P_i - P_{i-1})$$

Para los niveles de tensión HTB2 y HTB1 existen tres tipos de tarifas dependiendo de la tasa de utilización:

- Tarifa con tasa de utilización media (MU).
- Tarifa con tasa de utilización alta (LU).
- Tarifa con tasa de utilización muy alta (TLU).

Como ya se ha comentado previamente, para el nivel de tensión correspondiente a HTA se distinguen dos tipos de tarifas con discriminación temporal, de 5 clases o de 8.

En la Tabla 7.7 se muestran los valores de los coeficientes a_2 , d_i y k_i para las tarifas de 5 clases.

Nivel de tensión	Tarifa	Coeficiente	Horas punta (i=1)	Hrs. Valle invierno (i=2)	Hrs. Punta invierno (i=3)	Hrs. Valle verano (i=4)	Hrs. Punta verano (i=5)
HTA	5 clases	a_2 (€/kW/año)	9,36				
		d_i (c€/kWh)	3,02	2,59	1,55	1,32	0,88
		k_i	100%	92%	55%	40%	12%
HTB 2	Media utilización	a_2 (€/kW/año)	8,81				
		d_i (c€/kWh)	0,62	0,55	0,41	0,38	0,28
		k_i	100%	94%	68%	44%	19%
	Alta utilización	a_2 (€/kW/año)	11,54				
		d_i (c€/kWh)	0,51	0,45	0,33	0,30	0,20
		k_i	100%	95%	69%	45%	19%
	Muy alta utilización	a_2 (€/kW/año)	14,77				
		d_i (c€/kWh)	0,44	0,39	0,28	0,25	0,17
		k_i	100%	95%	69%	46%	20%
HTB 1	Media utilización	a_2 (€/kW/año)	14,68				
		d_i (c€/kWh)	1,28	1,12	0,80	0,68	0,48
		k_i	100%	94%	67%	41%	18%
	Alta utilización	a_2 (€/kW/año)	16,11				
		d_i (c€/kWh)	1,25	1,06	0,76	0,63	0,44
		k_i	100%	94%	67%	42%	18%
	Muy alta utilización	a_2 (€/kW/año)	19,67				
		d_i (c€/kWh)	1,19	0,99	0,70	0,58	0,40
		k_i	100%	94%	67%	43%	18%

Tabla 7.7: Coeficientes para componente de suministro para la tarifa con discriminación temporal de 5 clases (Fuente: TURPE 4)

En la Tabla 7.8 se muestran los valores de los coeficientes a_2 , d_i y k_i para las tarifas de 8 clases para HTA.

Coef.	Hrs punta (i=1)	Horas valle invierno (i=2)	Horas valle marzo y noviembre (i=3)	Horas punta invierno (i=4)	Horas punta marzo y noviembre (i=5)	Horas valle verano (i=6)	Horas punta verano (i=7)	Julio y Agosto (i=8)
a_2 €/kW/año	9,36							
d_i c€/kWh	3,04	2,76	2,28	1,60	1,24	1,38	0,87	1,09
k_t	100%	93%	72%	56%	46%	40%	21%	10%

Tabla 7.8: Coeficientes para la componente de suministro con discriminación temporal de 8 clases (Fuente: TURPE 4)

Componente mensual por sobrepasar la potencia contratada (CMDPS)

Este componente cubre los sobrecostos que se generan por el exceso de consumo de potencia respecto a la contratada. El Operador del Mercado se compromete a responder ante esta situación siempre y cuando el sobreconsumo no origine daños o problemas en el funcionamiento de la red.

Para las **tarifas sin discriminación temporal** la fórmula para el cálculo de este componente es la siguiente:

$$CMDPS = \alpha \cdot \sqrt{\sum (\Delta P)^2}$$

Los valores de α se muestran en la Tabla 7.9.

Nivel de tensión	α (c€/kW)
HTB 3	19,95
HTA	$0,08 \cdot a_2$

Tabla 7.9: Valores α para las tarifas sin discriminación temporal (Fuente: TURPE 4)

Para las tarifas con discriminación temporal la fórmula para el cálculo del componente mensual es:

$$CMDPS = \sum \alpha \cdot k_i \cdot \sqrt{\sum (\Delta P)^2}$$

Los valores de α utilizados son los de la Tabla 7.10.

Nivel de tensión	Tarifa	α (c€/ kW)
HTB2	Media Utilización	36,73
	Utilización Alta	48,28
	Utilización Muy Alta	61,91
HTB1	Media Utilización	61,91
	Utilización Alta	67,17
	Utilización Muy Alta	81,85
HTA	Con discriminación temporal	$0,15 \cdot \alpha_2$

Tabla 7.10: Valores con discriminación temporal (Fuente: TURPE 4)

En Francia, al igual que en Alemania, existe una figura denominada responsable de equilibrio, que tiene como misión la gestión y el pago de los desvíos combinados de distintos consumidores, generadores o comercializadores asociados. De esta forma, el desvío conjunto es menor que el de cada uno de los miembros asociados. En Francia existen más de 150 responsables de equilibrio.

Componente anual de alimentación complementaria y de reserva (CACS)

La alimentación complementaria opera al mismo nivel de tensión que la principal, sin embargo, se encuentra conectada a una subestación eléctrica complementaria distinta a la de la principal. No es necesaria para la operación normal y no se trata de una alimentación de reserva.

La alimentación de reserva se trata de una línea que se utiliza únicamente para la sustitución de una o varias líneas principales que no se encuentre operativas.

Tanto la alimentación complementaria como la de reserva, están compuestas por un término fijo que depende de la longitud de conexión y el número de células (posiciones subestación). Por otro lado, cuenta con una componente variable que depende de la potencia.

La Tabla 7.11 muestra los precios para la alimentación complementaria:

Nivel de tensión	Células €/célula/año	Conexiones €/km/año
HTB 3	96 546,85	9 148,97
HTB 2	58 225,73	Conex. Aéreas: 5 832,75 Conex.Subterr.: 29162,71
HTB 1	30 243,63	Conex. Aéreas: 3 461,04 Conex.Subterr.: 6 922,06
HTA	3 145,50	Conex. Aéreas: 858,05 Conex.Subterr.: 1 287,08

Tabla 7.11: Costes de alimentaciones complementarias para 2016 (TURPE 4)

La Tabla 7.12 muestra los costes de alimentaciones de reserva:

Nivel de tensión	€/kW/año
HTB 3	-
HTB 2	1,40
HTB 1	2,69
HTA	6,14

Tabla 7.12: Costes de alimentación de reserva para 2016 (Fuente: TURPE 4)

Componente de agrupación de puntos de consumo de un mismo cliente (CR)

Los consumidores pueden tener varios puntos de conexión al mismo nivel de tensión y en el mismo lugar. En este caso este grupo de clientes tienen la opción de beneficiarse de la agrupación tarifaria para el cálculo del componente de inyección, de suministro y desvíos, así como la componente de la energía reactiva. Para el cálculo de la componente de agrupación de puntos de consumo se utiliza la siguiente fórmula:

$$CR = L \cdot K \cdot P_s$$

Donde L es la menor longitud total de la red eléctrica que permite la reagrupación física de los distintos puntos de conexión. P_s es la potencia contratada para el conjunto de todos los puntos agrupados; y K es un coeficiente que depende del tipo de conexión.

En la Tabla 7.13 se muestran los distintos valores de K.

Nivel de tensión	k (c€/kW/km/año)
HTB 3	5,24
HTB 2	Conex Aéreas: 13,65 Conex. Subterráneas: 52,46
HTB 1	Conex. Aéreas: 69,26 Conex. Subterráneas: 121,73
HTA	Conex. Aéreas: 48 Conex. Subterráneas: 69

Tabla 7.13: Valores de K, componente CR 2016 (Fuente: TURPE 4)

Componente anual de excesos puntuales de potencia programados (CDPP)

Para excesos ocasionales, programados y notificados con antelación al administrador de la red (RTE) con una justificación de trabajo y si la capacidad de la red lo permite, un usuario podrá beneficiarse de una tarifa específica durante el periodo del 1 de mayo al 31 de octubre.

Los kilovatios extra que se consuman por encima de la potencia contratada deben ser inferiores a la potencia máxima de conexión. La potencia extra que se adquiera tendrá una tarifa especial.

Para cada punto de conexión, los consumidores podrán hacer uso de este servicio una vez al año y hasta 14 días consecutivos.

La CDPP se puede calcular utilizando la siguiente fórmula:

$$CDPP = \alpha \cdot \sum \Delta P$$

Donde el valor de α se puede observar en la Tabla 7.14 dependiendo del nivel de tensión.

Nivel de tensión	α (c€/kW)
HTB 3	0,081
HTB 2	0,160
HTB 1	0,254
HTA	0,0374

Tabla 7.14: Componente alfa para CDPP 2016 (Fuente: TURPE 4)

Componente anual de energía reactiva (CER)

La energía reactiva no se cobra de abril a octubre. Sin embargo, desde noviembre hasta marzo, hay casos en los que dependiendo del horario en el que se consume y el nivel de tensión en el que se trabaje, hay que abonar un componente para compensar dicho consumo de energía reactiva.

Si la energía reactiva supera el 40% de la energía activa consumida y se encuentra dentro del horario que se muestra en la Tabla 7.15, se abonará el componente correspondiente indicado en dicha tabla.

Nivel de tensión	Horario	c€/kvarh
HTB 3	6h a 22h	1,36
HTB 2	7h a 23h	1,45
HTB 1	7h a 23h	1,63
HTA	6h a 22h	1,83

Tabla 7.15: Componente anual de energía reactiva (Fuente: Elaboración propia)

Componente anual de energía inyectada (CI)

Esta componente es facturada para cada punto de conexión en función de la energía activa inyectada según la Tabla 7.15.

Nivel de tensión	(ct€/MWh)
HTB1	0
HTB2	19
HTB3	19
HTA	0

Tabla 7.16: Componente anual de inyección (Fuente: Elaboración propia)

Según el punto 3 de la `Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 mai 2014 portant décision sur l'évolution au 1er août 2014 des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB' [7.4] se aplica una **exención del 50 % de la tarifa de acceso a la red** desde Agosto del 2014 hasta Julio del 2015. Ante la falta de datos de 2016 se ha considerado la reducción existente en 2015. Esta reducción se aplica a consumidores conectados a los niveles de tensión HTB, y que cuya energía consumida el año anterior supere los 10GWh durante más de 7000 horas o su energía consumida haya sido superior a 500GWh.

7.3.2 OTROS COSTES REGULADOS

Contribución al Servicio Público de la Electricidad (CSPE)

El componente correspondiente a la contribución al servicio público de la electricidad es una tasa que los consumidores finales deben pagar para financiar el apoyo a las primas a la cogeneración, las energías renovables, a la igualdad en las zonas no interconectadas, a los dispositivos sociales y a cubrir los desfases en los ejercicios de años anteriores.

A partir del 1 de enero de 2015, la contribución CSPE asciende a **22,5 €/MWh** y es pagado por todos los consumidores finales del territorio francés. Bajo ciertas condiciones, las industrias se pueden beneficiar de una exención parcial de dicha contribución.

Existen dos tipos de exenciones parciales:

- La contribución CSPE tiene un **valor máximo de 627.783 €/año por punto de consumo**.
- Para los usuarios industriales con un consumo mayor de 7 GWh/año, la contribución CSPE tiene un valor máximo igual **al 0,5% del valor añadido de la empresa**

Contribución Tarifaria de Encaminamiento (CTA)

La contribución tarifaria de encaminamiento es un componente del precio final de la electricidad que los consumidores deben abonar para financiar los servicios de transporte y distribución en Francia.

Es una tasa fija que depende de las características del usuario (potencia contratada, ratio horas pico/valle, etc.). La CTA se calcula como un porcentaje de la parte fija de la tarifa de acceso a la red excluyendo los impuestos (componente de gestión y de medida) y se paga a través de RTE al Fondo Nacional de las Industrial de Electricidad y Gas.

El valor de dicha contribución es fijada por orden ministerial y desde el 1 de mayo de 2013 los porcentajes aplicados son **10,14%** para los servicios de transporte (nivel de tensión HTB) y **27,04%** para los servicios de distribución (nivel de tensión HTA).

7.4 IMPUESTOS

Impuesto sobre el consumo final de electricidad (TCFE)

Se pueden diferenciar tres tipos de impuestos dentro del TCFE.

- Impuesto comunitario sobre el consumo final de electricidad (**TCCFE**).
- Impuesto de condado en el consumo de electricidad final (**TDCFE**).
- Impuesto interno sobre el consumo final de electricidad (**TICFE**).

Al impuesto comunitario sobre el consumo final de electricidad (TCCFE) y al de condado en el consumo de electricidad final (TDCFE) solo estarán sujetos los consumidores cuya potencia contratada sea inferior a 250 kVA.

Mientras que los consumidores que superen la cifra de 250 kVA de potencia contratada estarán sujetos al impuesto interno sobre el consumo final de electricidad (TICFE). Esta cifra tiene un valor de **0,5 €/MWh**.

Ciertos sectores como la electrolisis, la reducción química y procesos metalúrgicos, así como las empresas cuyo coste de la energía sea superior al 3% de la facturación total o cuando la suma total de todos los impuestos exceda el 0,5% de su valor añadido, están exentos de dicha tasa según Art. 266 d C del Código Aduanero [7.5].

8. CASOS DE ESTUDIO

La comparativa se centra en grandes consumidores industriales de energía eléctrica. En España, los consumidores industriales electro-intensivos están sujetos a las tarifas 6.X. Para este trabajo se han tenido en cuenta diferentes consumidores conectados a los niveles de tensión asociados a estas tarifas y se ha comparado con sus equivalentes de Alemania y Francia.

En el caso de España, se ha tenido en cuenta tanto consumidores con perfiles de consumo planos como modulares. Los consumidores planos se caracterizan por la realización de procesos continuos que consumen la misma energía eléctrica y necesitan la misma potencia tanto de día como de noche. En cambio, los consumidores modulares pueden modificar su consumo durante las horas del día, para adaptar su producción a los periodos con unos regímenes tarifarios inferiores. Este tipo de consumidores buscan consumir la mayor cantidad de energía en periodos de valle, y la mínima posible en los periodos de punta.

En Alemania y Francia no se realiza una distinción entre consumidores planos y modulares debido a que no existen tarifas horarias que permitan unos precios distintos para cada perfil.

Para los consumidores de perfil plano se ha considerado un factor de simultaneidad de 0,8 para todos los periodos. Este factor tiene en cuenta paradas regladas, mantenimiento, etc. Un factor de 0,8 supone que los consumidores han estado trabajando durante 7008 horas durante el año. Se ha hecho una excepción para el caso del consumidor de mayor potencia y energía con el fin de superar las 8000 horas. De este modo, al consumidor plano mencionado se le ha aplicado un factor de simultaneidad de 0.95, simulando así que ha trabajado 8.322 horas al año.

En el caso de los consumidores de perfil modular, se ha tenido en cuenta un factor de simultaneidad para cada periodo. Se ha considerado que este tipo de consumidores trabajan 6.308 horas al año. Los factores de simultaneidad son los que se muestran en la Tabla 8.1.

Factor de simultaneidad (horas utilización/horas totales)					
P1	P2	P3	P4	P5	P6
0,3	0,3	0,4	0,6	0,7	0,9

Tabla 8.1: Factores de simultaneidad para consumidores modulares (Fuente: Elaboración propia)

En la Tabla 8.2 se muestran los diferentes casos de estudio considerados. Esta tabla recoge, de cada consumidor, su energía consumida por año, su potencia contratada por periodo, y las horas que trabaja al año.

Energía (GWh/año)	Perfil de consumo	Potencia contratada (MW)						Horas/año
		P1	P2	P3	P4	P5	P6	
55	Plano	8	8	8	8	8	8	7.008
	Modular	5,5	5,5	5,5	6,4	7,5	9,6	6.308
110	Plano	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	7.008
	Modular	6,6	6,6	8,7	13,1	15,29	19,7	6.308
385	Plano	55	55	55	55	55	55	7.008
	Modular	23	23	30,58	45,9	53,6	68,9	6.308
580	Plano	85	85	85	85	85	85	7.008
	Modular	31,3	31,3	41,7	62,6	73	93,9	6.308
1.300	Plano	145	145	145	145	145	145	7.008

Tabla 8.2: Perfiles eléctricos considerados en el estudio (Fuente: Elaboración propia)

9. RESULTADOS DEL ESTUDIO

9.1 CONSIDERACIONES

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos en el análisis comparativo realizado para los diferentes tipos de consumidores estudiados.

Debido al tamaño y la complejidad de las tablas resultantes, se muestran únicamente los resultados finales simplificados en las componentes del precio de la energía, los costes regulados e impuestos. No obstante, en el apartado de Anexos se adjuntan las tablas detalladas para cada uno de los países, además los diferentes componentes han sido especificados en capítulos anteriores.

En Alemania, debido a la coexistencia de cuatro Operadores del Sistema dependiendo del lugar geográfico, se ha considerado las tarifas correspondientes a uno de ellos. En este estudio se ha escogido las tarifas correspondientes al Operador del Sistema AMPRION.

En Francia, para el descuento de la contribución CSPE se ha tenido en cuenta el valor máximo de 627.783 €/año por punto de consumo.

Para cada uno de los países, las exenciones se han considerado teniendo en cuenta la energía consumida por año de cada caso, así como, las horas trabajadas al año.

9.2 CONSUMIDORES CONECTADOS A U < 36 KV

La Figura 9.1 y la Tabla 9.1 muestran el resultado de la comparativa para un consumidor de 55 GWh/año conectado a 30 kV con una potencia contratada de 8 MW.

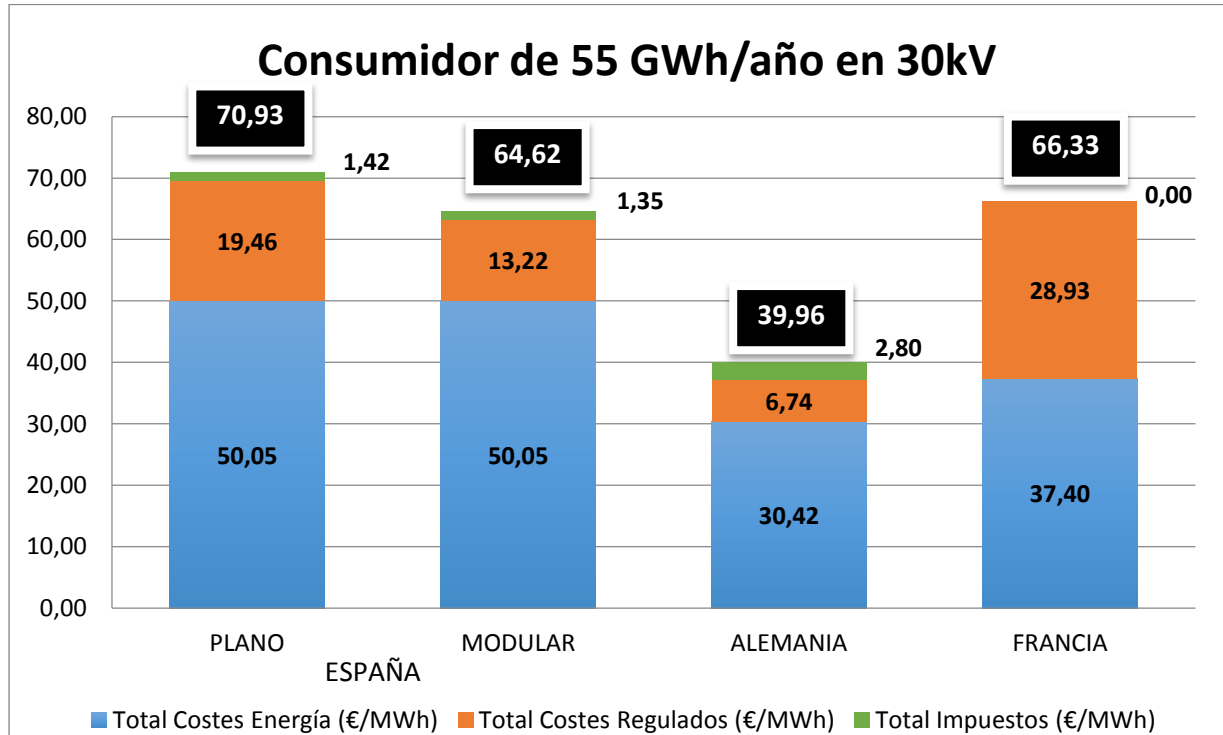


Figura 9.1: Consumidor de 55GWh/año en 30 kV (Fuente: Elaboración propia)

Consumidor de 55 GWh/año en 30kV Potencia contratada de 8MW		ESPAÑA		ALEMANIA	FRANCIA
		Plano	Modular		
Costes Energía	Precio Mercado	40,63	40,63	28,96	36,60
	Otros costes de la energía	9,42	9,42	1,46	0,80
Total Costes Energía (€/MWh)		50,05	50,05	30,42	37,40
Costes Regulados	Tarifa de Acceso a la red	18,02	12,30	5,06	16,66
	Otros costes regulados	1,44	0,92	1,68	12,27
Total Costes Regulados (€/MWh)		19,46	13,22	6,74	28,93
Impuestos	Impuestos y tasas	5,07	4,68	16,47	0,50
	Exenciones	-3,65	-3,33	-13,67	-0,50
Total Impuestos (€/MWh)		1,42	1,35	2,80	0,00
Precio Final (€/MWh)		70,93	64,62	39,96	66,33

Tabla 9.1: Consumidor de 55GWh/año en 30 kV (Fuente: Elaboración propia)

9.3 CONSUMIDORES CONECTADOS A $36 \leq U < 72,5$ KV

La Figura 9.2 y la Tabla 9.2 muestran el resultado de la comparativa para un consumidor de 110 GWh/año conectado a 66 kV con una potencia contratada de 15,7 MW.

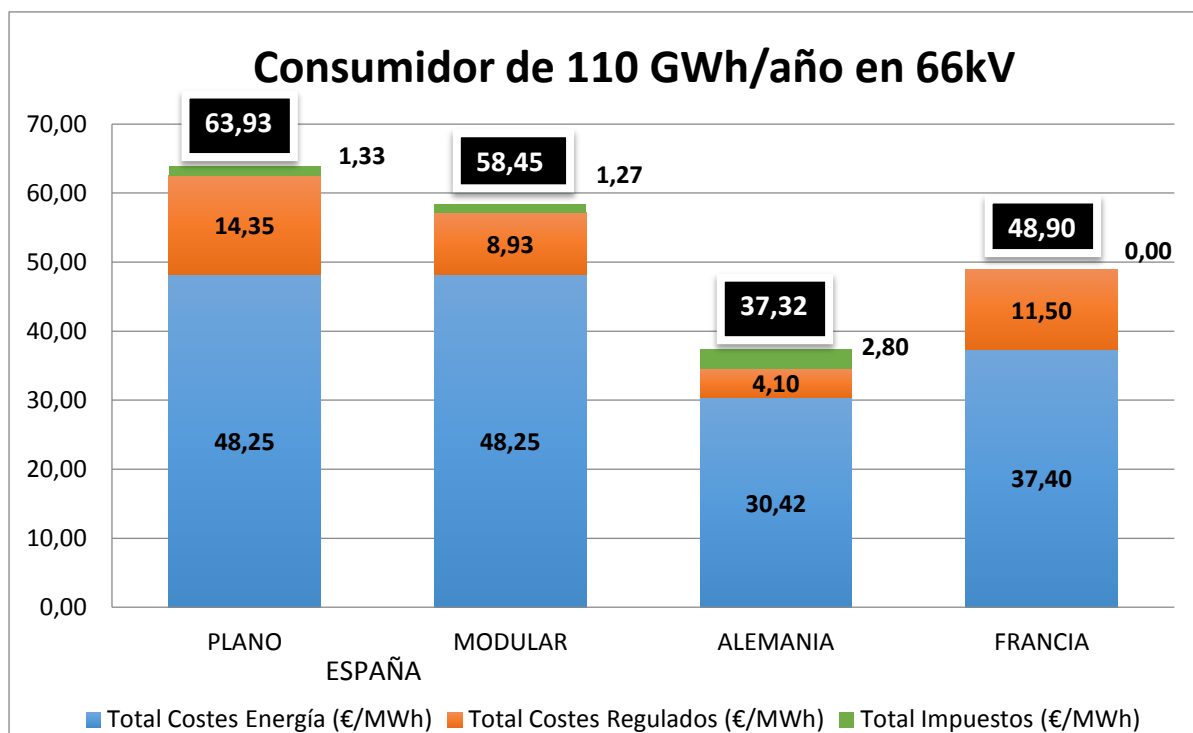


Figura 9.2: Consumidor de 110GWh/año en 66kV (Fuente: Elaboración propia)

Consumidor de 55 GWh/año en 30kV Potencia contratada de 8MW		ESPAÑA		ALEMANIA	FRANCIA
		Plano	Modular		
Costes Energía	Precio Mercado	40,63	40,63	28,96	36,60
	Otros costes de la energía	7,62	7,62	1,46	0,80
Total Costes Energía (€/MWh)		48,25	48,25	30,42	37,40
Costes Regulados	Tarifa de Acceso a la red	12,91	8,01	2,43	5,51
	Otros costes regulados	1,44	0,92	1,68	5,99
Total Costes Regulados (€/MWh)		14,35	8,93	4,10	11,50
Impuestos	Impuestos y tasas	4,62	4,27	16,47	0,50
	Exenciones	-3,29	-3,01	-13,67	-0,50
Total Impuestos (€/MWh)		1,33	1,27	2,80	0,00
Precio Final (€/MWh)		63,93	58,45	37,32	48,90

Tabla 9.2: Consumidor de 110GWH/año en 66kV (Fuente: Elaboración propia)

9.4 CONSUMIDORES CONECTADOS A $72,5 \leq U < 145\text{kV}$

La Figura 9.3 y la Tabla 9.3 muestran el resultado de la comparativa para un consumidor de 385 GWh/año conectado a 132 kV con una potencia contratada de 55 MW.

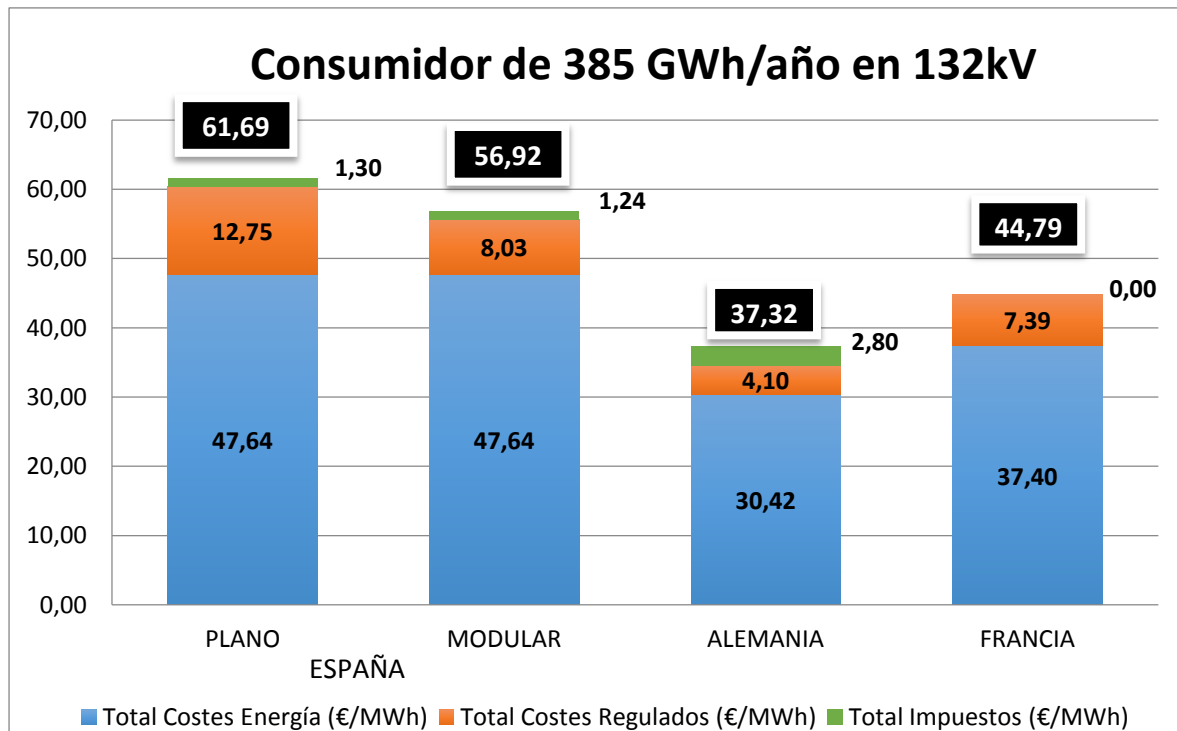


Figura 9.3: Consumidor de 385GWh/año en 132kV (Fuente: Elaboración propia)

Consumidor de 55 GWh/año en 30kV Potencia contratada de 8MW		ESPAÑA		ALEMANIA	FRANCIA
		Plano	Modular		
Costes Energía	Precio Mercado	40,63	40,63	28,96	36,60
	Otros costes de la energía	7,01	7,01	1,46	0,80
Total Costes Energía (€/MWh)		47,64	47,64	30,42	37,40
Costes Regulados	Tarifa de Acceso a la red	11,31	7,11	2,43	5,47
	Otros costes regulados	1,44	0,92	1,68	1,92
Total Costes Regulados (€/MWh)		12,75	8,03	4,10	7,39
Impuestos	Impuestos y tasas	4,47	4,17	16,47	0,50
	Exenciones	-3,18	-2,93	-13,67	-0,50
Total Impuestos (€/MWh)		1,30	1,24	2,80	0,00
Precio Final (€/MWh)		61,69	56,92	37,32	44,79

Tabla 9.3: Consumidor de 385GWh/año en 132kV (Fuente: Elaboración propia)

9.5 CONSUMIDORES CONECTADOS A $U \geq 145$

La Figura 9.4 y la Tabla 9.4 muestran el resultado de la comparativa para un consumidor de 580 GWh/año conectado a 220 kV con una potencia contratada de 85 MW.

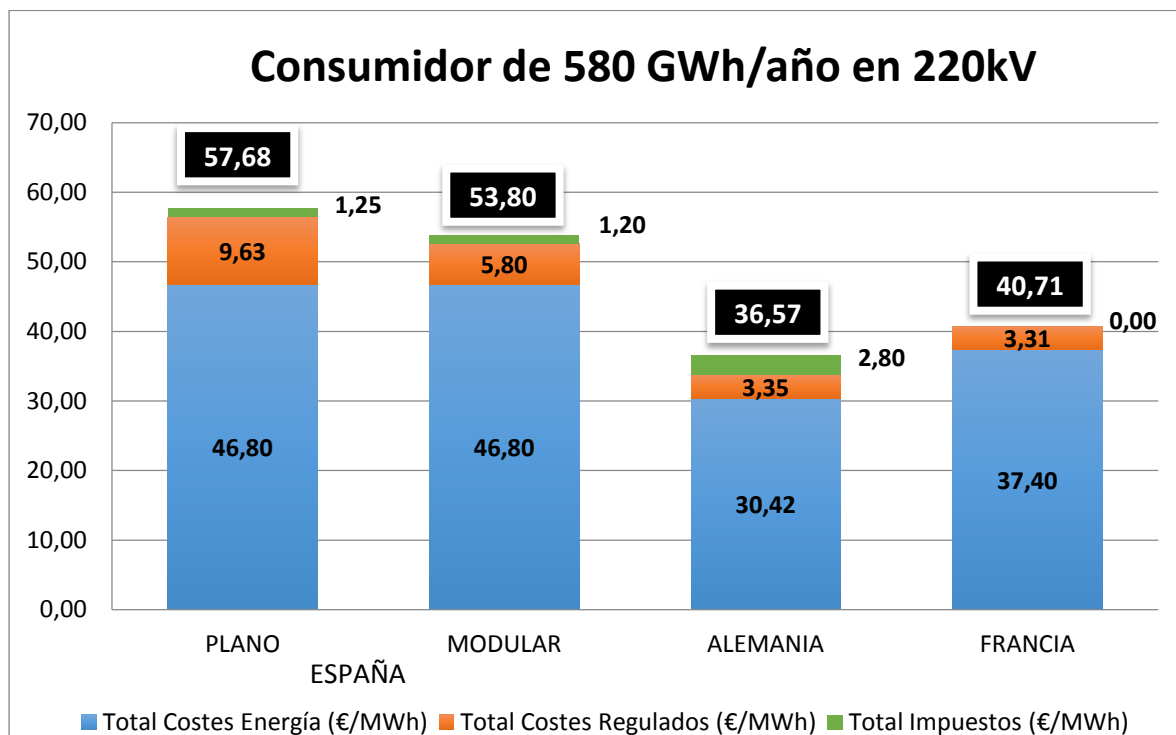


Figura 9.4: Consumidor de 580GWh/año en 220kV (Fuente: Elaboración propia)

Consumidor de 55 GWh/año en 30kV Potencia contratada de 8MW		ESPAÑA		ALEMANIA	FRANCIA
		Plano	Modular		
Costes Energía	Precio Mercado	40,63	40,63	28,96	36,60
	Otros costes de la energía	6,17	6,17	1,46	0,80
Total Costes Energía (€/MWh)		46,80	46,80	30,42	37,40
Costes Regulados	Tarifa de Acceso a la red	8,18	4,88	1,68	2,01
	Otros costes regulados	1,44	0,92	1,68	1,30
Total Costes Regulados (€/MWh)		9,63	5,80	3,35	3,31
Impuestos	Impuestos y tasas	4,21	3,97	16,47	0,50
	Exenciones	-2,97	-2,77	-13,67	-0,50
Total Impuestos (€/MWh)		1,25	1,20	2,80	0,00
Precio Final (€/MWh)		57,68	53,80	36,57	40,71

Tabla 9.4: Consumidor de 580GWh/año en 220kV (Fuente: Elaboración propia)

La Figura 9.5 y la Tabla 9.5 muestran el resultado de la comparativa para un consumidor de 1300 GWh/año conectado a 220 kV con una potencia contratada de 145 MW con 8.322 horas de utilización.

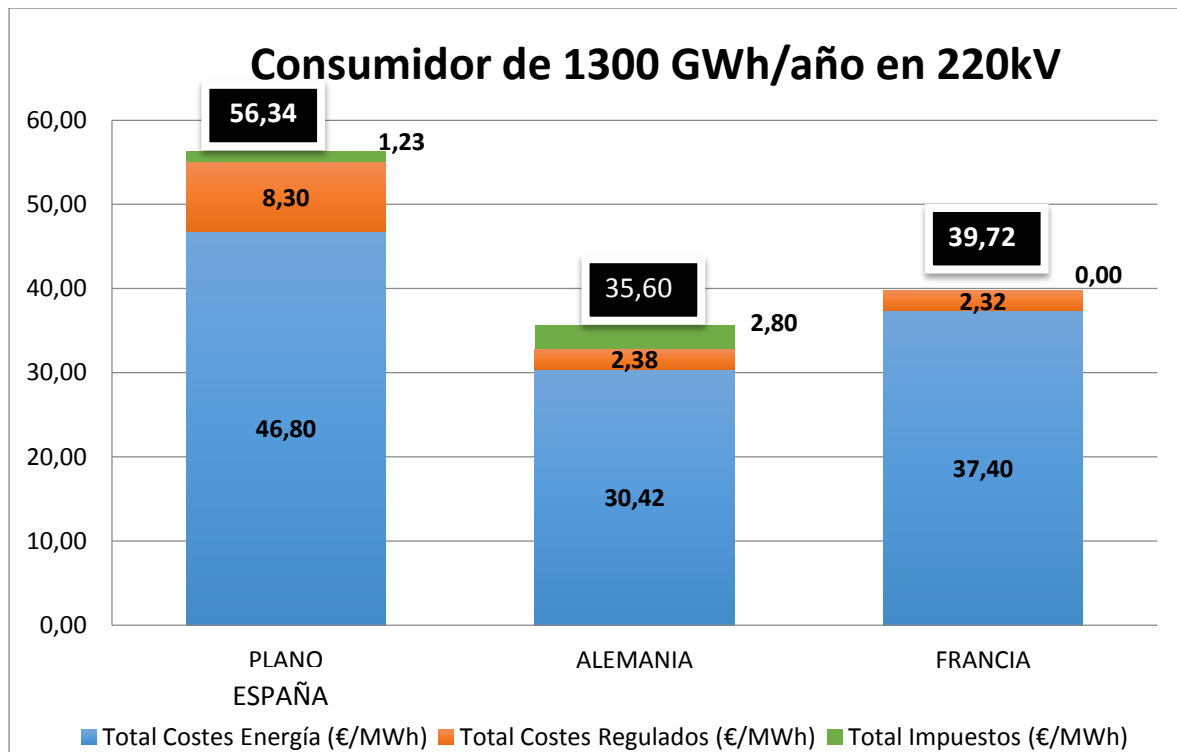


Figura 9.5: Consumidor de 1300GWh/año en 220kV (Fuente: Elaboración propia)

Consumidor de 55 GWh/año en 30kV Potencia contratada de 8MW		ESPAÑA	ALEMANIA	FRANCIA
		Plano		
Costes Energía	Precio Mercado	40,63	28,96	36,60
	Otros costes de la energía	6,17	1,46	0,80
Total Costes Energía (€/MWh)		46,80	30,42	37,40
Costes Regulados	Tarifa de Acceso a la red	6,86	0,71	1,67
	Otros costes regulados	1,44	1,68	0,65
Total Costes Regulados (€/MWh)		8,30	2,38	2,32
Impuestos	Impuestos y tasas	4,13	16,47	0,50
	Exenciones	-2,90	-13,67	-0,50
Total Impuestos (€/MWh)		1,23	2,80	0,00
Precio Final (€/MWh)		56,34	35,60	39,72

Tabla 9.5: Consumidor de 1300GWh/año en 220kV (Fuente: Elaboración propia):

10. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS RESULTADOS

Una vez realizado el estudio, se observa que el país que tiene los precios más elevados para grandes consumidores de electricidad es España. En segundo lugar se encuentra Francia, siendo Alemania el país con los precios más bajos.

En la Figura 10.1 se muestra un resumen del precio final de cada país para cada caso analizado.

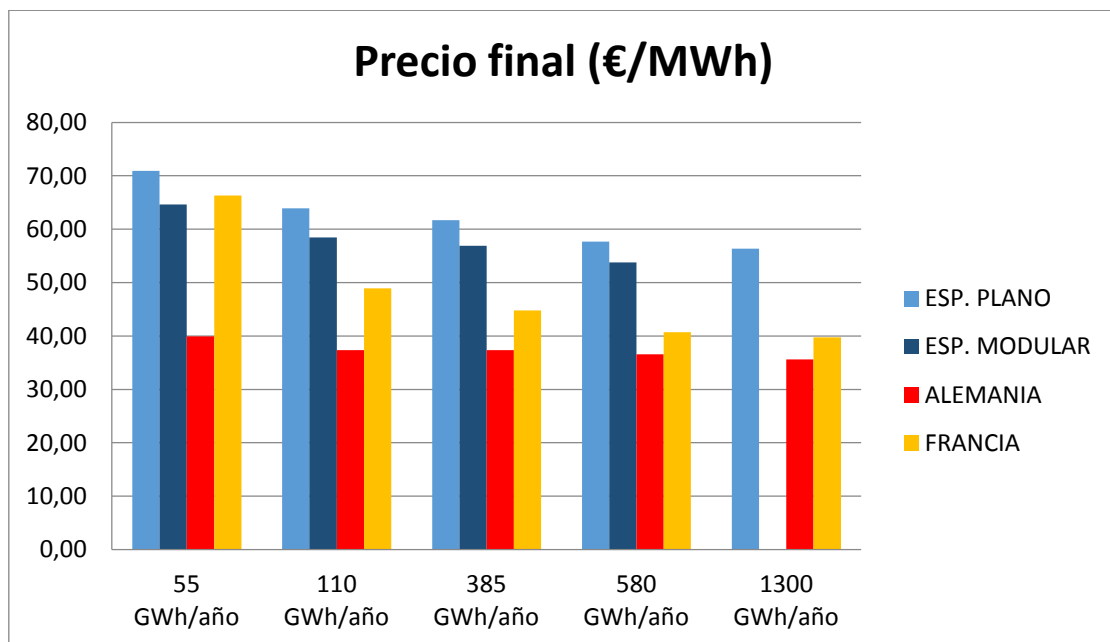


Figura 10.1: Resumen precio final de cada país para cada caso analizado (Fuente: Elaboración propia)

En primer lugar, si se analiza el caso de España se puede sacar en conclusión que los consumidores con un perfil modular que buscan los periodos tarifarios más baratos, se benefician de un precio de la electricidad entre un 7-10% inferior al de los consumidores planos.

Si se realiza un análisis entre países, los datos obtenidos muestran que los consumidores españoles de perfil plano pagan entre un 36-44% más que los consumidores alemanes. Para el caso de los españoles con perfil modular, el precio es entre un 32-38% más elevado que en Alemania.

Si se compara el precio de los consumidores españoles de perfil plano con el de los franceses, la diferencia no es muy elevada en el caso del consumidor de 55GWh/año

conectado a 30kV (7%), sin embargo, para el resto de casos el precio en España es entre un 30-42% mayor al de Francia. Para el caso de consumidores con un perfil de consumo modular, el precio en España es un 3% más barato para el caso del consumidor de 55GWh/año conectado a 30kV. No obstante, para el resto de casos el precio de Francia es entre un 20-32% más barato que en España.

Por último, si se compara el precio de Alemania y Francia, el precio para los consumidores alemanes del primer caso (55GWh/año) es alrededor de un 66% inferior. La diferencia no es tan elevada para el resto de casos, siendo para el consumidor de 1300GWh/año del orden de un 10% inferior.

En la Figura 10.2 se puede apreciar un breve resumen que compara los diferentes componentes de cada país y para cada caso.

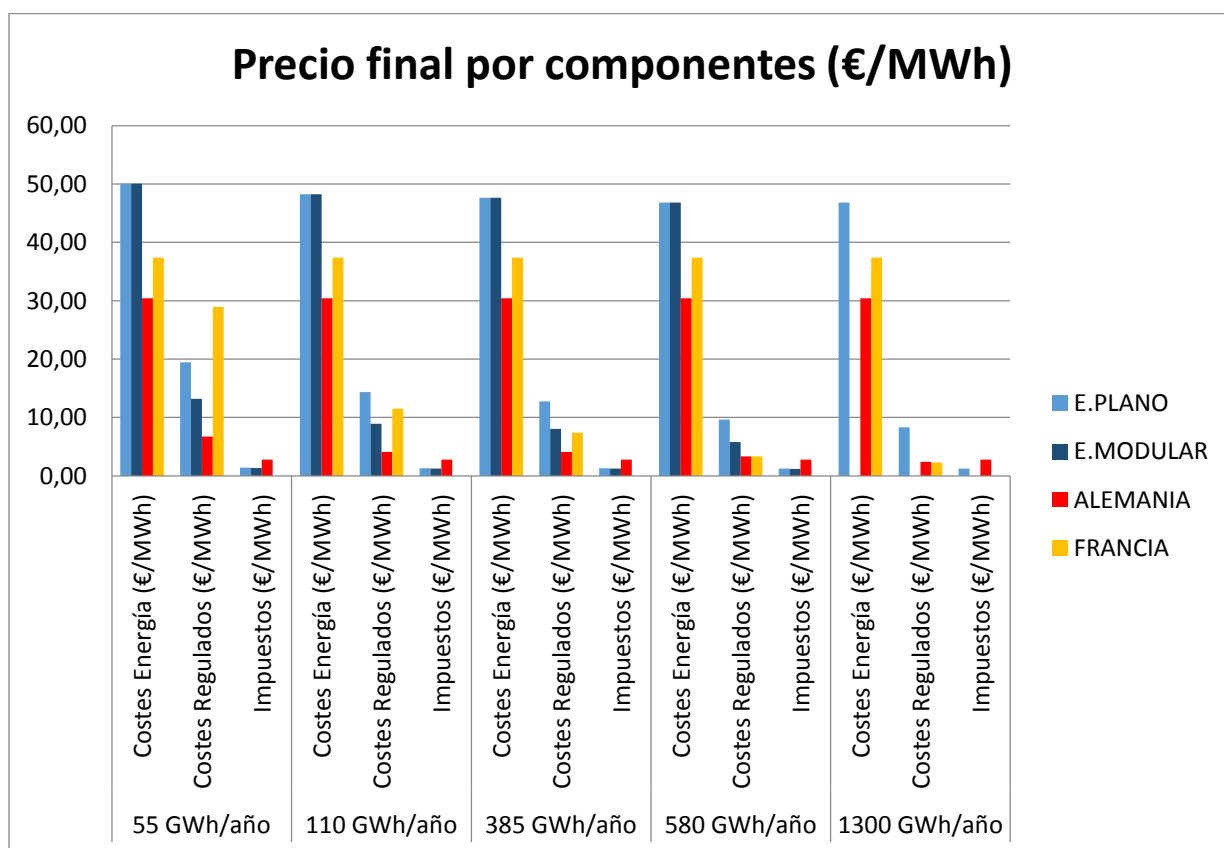


Figura 10.2: Resumen de los diferentes componentes de cada país para cada caso (Fuente: Elaboración propia)

Realizando un análisis más profundo y teniendo en cuenta los distintos componentes que forman el precio final, se puede apreciar que la principal diferencia se da en el componente de energía. Los consumidores españoles pagan aproximadamente entre unos 15-20 €/MWh más por el componente de la energía que los consumidores alemanes. Mientras que en

Francia, se paga solo unos 7 €/MWh más que en Alemania. Esta diferencia se debe a que tanto Alemania como Francia, tiene un mercado a plazo mucho más competitivo que el español. Esto provoca que el precio de los mercados mayoristas sea más elevado en España. La diferencia se ve incrementada, si además de este componente, tenemos en cuenta que en España el precio de la energía se ve incrementado por otros conceptos regulados (servicios de ajuste, pérdidas y financiación del servicio de interrumpibilidad) que Alemania y Francia tiene incluidos en las tarifas de acceso.

En cuanto a los costes regulados, la diferencia varía mucho dependiendo del tipo de consumidor. Si nos fijamos en la Figura 10.3 se puede apreciar los costes detallados para cada caso.

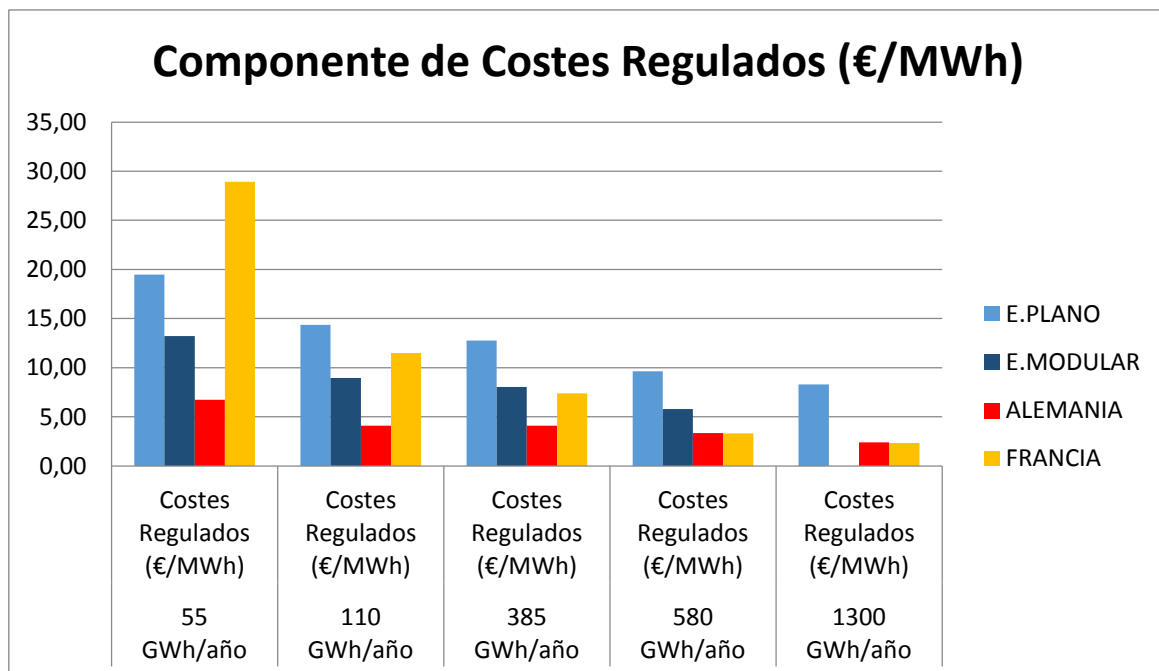


Figura 10.3: Análisis componente de costes regulados (Fuente: Elaboración propia)

En el primer caso, para el consumidor de 55 GWh/año conectado a una tensión de 30kV, el precio de los costes regulados más elevado es el de Francia. Por este motivo, se puede explicar que la diferencia de precios finales no sea tan elevada entre España y Francia para este consumidor. Pese a que el precio de la energía es 13 €/MWh más barato en Francia, los costes regulados son superiores, compensando de esto modo la diferencia debida a los costes de energía comentados anteriormente. No obstante, por lo general a medida que nos acercamos a consumidores con un mayor consumo de energía y conectados a una potencia más elevada, los costes regulados tienden a ser inferiores para Alemania y Francia, comparados con España. Esto se debe a las exenciones existentes de estos dos países

aplicables a las tarifas de acceso, que abaratan considerablemente los costes regulados. Francia tiene una exención de la tarifa de acceso del 50% para grandes consumidores. Alemania presenta reducciones de hasta el 90% aplicado a este componente. En el caso de España, no existe ninguna exención para las tarifas de acceso.

Por último, la componente de impuestos no presenta variaciones significativas entre los diferentes países.

11. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

En este capítulo, se exponen tanto las conclusiones técnicas como personales alcanzadas durante el desarrollo de este trabajo de fin de grado y las líneas futuras sobre el tema tratado.

11.1 CONCLUSIONES TÉCNICAS

Una vez alcanzada la finalización del presente proyecto, se puede confirmar que se han alcanzado los objetivos planteados al inicio del mismo.

En primer lugar, se han **analizado detalladamente las diferentes componentes que forman el precio de la electricidad en la industria** para consumidores de Alemania, Francia y España.

Este análisis permite **conocer políticas de compensaciones que estos tres países europeos ofrecen a los consumidores de la industria electro-intensiva**, y encontrar las **diferencias principales en los componentes del precio eléctrico**.

Se ha realizado una **comparación del precio final de estos tres países** para cinco casos concretos. Esta comparación ha permitido determinar que país tiene unos precios más elevados y que país ofrece los precios más económicos para los grandes consumidores de energía eléctrica en la industria. Además, se ha analizado cual es el motivo de estas diferencias.

Los resultados del análisis comparativo permiten determinar que los precios de la electricidad para la industria española son entre un 30-40% más elevados que en Alemania, y un 15-25% mayores que los precios de Francia.

El motivo principal de la diferencia en el precio de la electricidad se encuentra en la componente del precio de la energía, concretamente, en el componente derivado de los mercados mayoristas. La ausencia en España de un mercado competitivo a plazo y de contratos bilaterales incrementa considerablemente este factor. El hecho de no poder planificar correctamente sus inversiones y tener una visibilidad de sus costes afecta negativamente a la competitividad de la industria.

Otra conclusión fundamental de este proyecto es que no existe una armonización en la estructura de formación de los precios de la electricidad en la Unión Europea. Este factor

dificulta considerablemente la comparación entre países, sobre todo en la componente de los costes regulados.

Dentro de esta diferenciación a la hora de estructurar el precio de la electricidad en la industria, hay que destacar el diferente grado de compensaciones y exenciones existentes para los grandes consumidores de cada país. La mayoría de países de la Unión Europea tienen una discriminación positiva a favor de los grandes consumidores de energía eléctrica. No obstante, para los casos estudiados, Alemania y Francia presentan más políticas de compensaciones y grandes reducciones que España. Estas reducciones se centran, sobre todo, en los costes regulados e impuestos, además, se crean límites máximos de pago anuales en ciertos componentes que abaratan el precio final de la electricidad.

Como conclusión, para que la industria electro-intensiva española tenga unos precios competitivos de la electricidad a nivel internacional, habría que fomentar un mercado único de electricidad que suponga una uniformidad en los precios de los mercados europeos, así como, la armonización de los costes regulados. Para conseguir alcanzar un mercado único, sería necesario eliminar las barreras existentes entre países, mejorando la capacidad de interconexión, que actualmente es insuficiente.

11.2 CONCLUSIONES PERSONALES

En cuanto a las conclusiones personales alcanzadas durante la realización de este proyecto, he de decir que me ha permitido, por un lado, poner en práctica conocimientos adquiridos durante el grado, y por otro, profundizar en nuevos temas.

El funcionamiento de los mercados eléctricos y la formación del precio final de la electricidad, son aspectos que se estudian durante el grado universitario, pero no en gran profundidad. La realización de este proyecto me ha permitido adquirir conocimientos avanzados y profundizar en estos temas que me parecen de gran interés.

Más allá de la temática tratada, este trabajo me ha permitido desarrollar una serie de habilidades en lo que a búsqueda de información se refiere. Debido al contenido del proyecto, he trabajado con documentos oficiales y he tenido que recurrir, en otros casos, a fuentes de información fiables, no siempre fácilmente accesibles. Por lo que he adquirido cierta

experiencia en la búsqueda de información de este tipo de documentos, que seguramente, en un futuro, me será de gran ayuda.

11.3 LÍNEAS FUTURAS

La realización de este proyecto, permite establecer una base para proponer una serie de cambios normativos y regulatorios que permitan mejorar la situación de la industria española, tratando de alcanzar precios eléctricos finales previsibles, estables y competitivos a nivel internacional. En resumen, mejorar la competitividad de la industria española.

12. PLANIFICACIÓN Y DIAGRAMA DE GANTT

En la Tabla 12.1 se muestra la planificación de actividades durante la realización de este proyecto. El trabajo ha durado en total 9 meses, donde el tiempo de cada actividad se ha computado por semanas.

Código	Actividades	Semana de inicio	Duración	Semana de fin
Búsqueda de información y estudios previos				
A1	Sector eléctrico español	0	2	2
A2	Mercado eléctrico español y europeo	2	2	4
A3	Situación del precio de la electricidad en la industria española respecto a sus competidores europeos	4	1	5
A4	Visión general de los componentes del precio de la electricidad	5	3	8
Redactar				
A5	Sector eléctrico español	8	2	10
A6	Mercado eléctrico europeo	10	2	12
A7	Resumen componentes del precio de la electricidad	12	2	14
A8	*Precio de la electricidad en España	14	4,5	18,5
A9	*Precio de la electricidad en Alemania	18,5	5	23,5
A10	*Precio de la electricidad en Francia	23,5	4	27,5
A11	Elección de los casos a analizar	27,5	0,5	28
A12	Elaboración de Tablas Anexas para determinar el precio final de cada país	28	2,5	30,5
A13	Análisis, interpretación y adaptación de los resultados obtenidos	30,5	2	32,5
A14	Realización del análisis comparativo entre países	32,5	2	34,5
A15	Conclusiones finales y líneas futuras	34,5	0,5	35
A16	Elaboración presupuesto y diagrama de Gantt	35	0,5	35,5
A17	Revisión de contenidos y formatos	35,5	0,5	36
Duración total		36 semanas		

Tabla 12.1: Planificación de actividades durante el proyecto (Fuente: Elaboración propia)

En las actividades A8, A9 y A10 se incluye para cada actividad el análisis y estudio de cada país de:

- El sector eléctrico
- El mercado eléctrico

- Análisis detallado de las diferentes componentes que forman el precio final de la electricidad.
- Redactar el capítulo correspondiente a cada país.

En la Figura 12.1 se presenta el Diagrama de Gantt del proyecto.

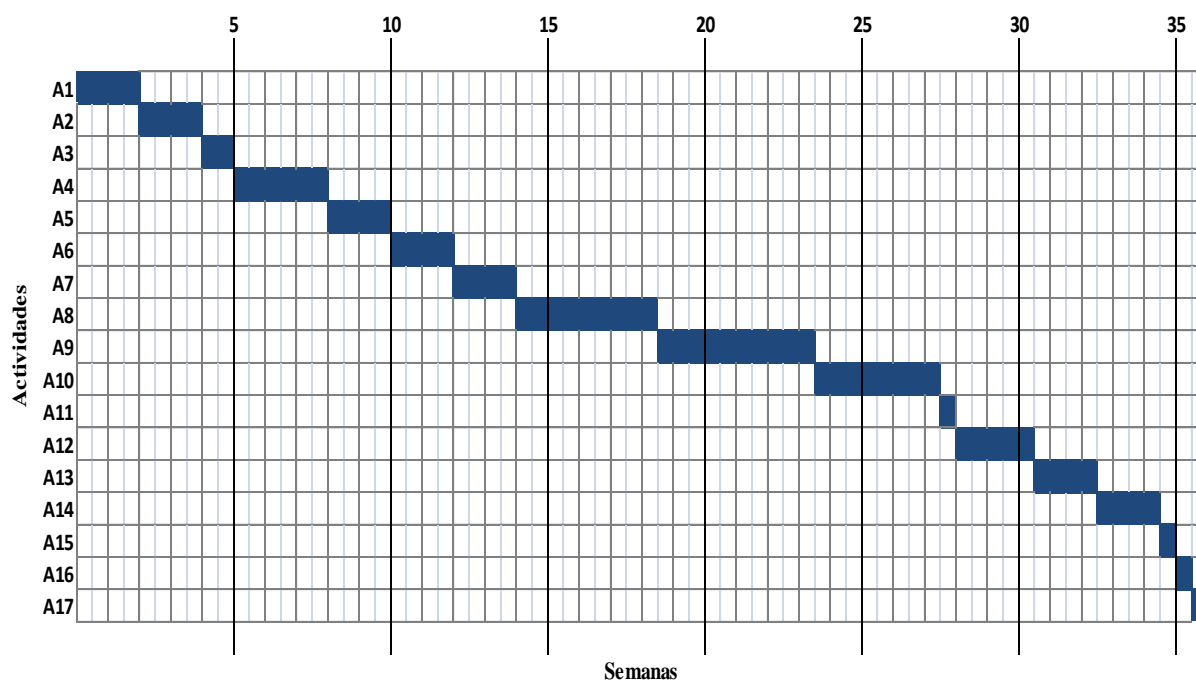


Figura 12.1: Diagrama de Gantt del proyecto (Fuente: Elaboración propia)

13. PRESUPUESTO

A continuación se presenta el presupuesto para el proyecto. Se ha planteado bajo la hipótesis de que se trata de un informe realizado por un ingeniero junior.

PRESUPUESTO DEL PROYECTO				
Autor:		Pindado Martínez, Jorge		
Departamento:		Ingeniería Eléctrica		
Descripción del Proyecto:				
Título		COMPARATIVA DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN LA INDUSTRIA		
Duración		9 meses		
Presupuesto total del proyecto:				
5.650 €				
Desglose presupuestario:				
PERSONAL				
Apellidos y Nombre	Categoría profesional	Honorarios (€/h)	Duración total (h)	Coste total (€)
Pindado Martínez, Jorge	Ingeniero junior	12	450	5.400
EQUIPOS				
Descripción	Coste (€)	Coste de amortización (€)	Coste total (€)	
Ordenador portátil personal	1.000 €	250 €	250 €	
RESUMEN DE COSTES				
Personal		5.400 €		
Equipos		250 €		
Total (sin IVA)		5.650 €		

El proyecto ha sido realizado en 9 meses. Por motivos personales, ha habido meses con una intensidad de trabajo inferior a otros. Se ha estimado una media de trabajo de unas 12,5 horas semanales.

$$Horas_{proyecto} = 12,5 \text{ h/sem} \cdot 4 \text{ sem/mes} \cdot 9 \text{ meses} = 450 \text{ horas}$$

La conexión a Internet durante el trabajo se ha realizado utilizando la conexión inalámbrica de la universidad por lo que los costes son nulos.

El cálculo de la amortización se ha realizado teniendo en cuenta que el coste del ordenador es de unos 1000€ y que su tiempo de vida útil son unos tres años. La ecuación utilizada ha sido la siguiente:

$$Coste_{amortización} = Coste_{ordenador} \cdot \frac{Tiempo_{uso}}{Tiempo_{vida \text{ útil}}} = 1.000€ \cdot \frac{9 \text{ meses}}{3 \text{ años} \cdot 12 \frac{\text{meses}}{\text{año}}}$$

$$Coste_{amortización} = 250 \text{ €}$$

14. REFERENCIAS

14.1 GENERALES

- [2.1] Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-1997-25340
- [2.2] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2013-13645
- [2.3] Ley 17/2007, de 4 de Julio, del Sector Eléctrico
<https://www.boe.es/boe/dias/2007/07/05/pdfs/A29047-29067>
- [2.4] Informe anual del sistema eléctrico español en 2016, publicado por REE
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/redelectrica_informerc_resumen_2016.pdf
- [2.5] Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía
<http://www.boe.es/boe/dias/2015/12/19/pdfs/BOE-A-2015-13875.pdf>
- [2.6] D.S. Kirschen and G. Strbac. Fundamentals of power system economics. John Wiley & Sons, Chichester, 2004.
- [2.7] Report from the commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Comisión Europea, Bruselas de 30 de noviembre de 2016.
<https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd2.pdf>

14.2 ESPAÑA

- [5.1] Informe de precios de 2016, del 1 de Febrero de 2017, publicado por OMIE.
http://www.omie.es/files/Informe_Precios_ESP_Navegable.pdf

- [5.2] Informe de mercados eléctricos de 2016, del 13 de junio de 2017, publicado por REE.
<http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2016>
- [5.3] P.O.1.5. Establecimiento para la regulación frecuencia-potencia de 18 de agosto de 1998.
<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1998-20053>
- [5.4] Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.
<https://www.boe.es/boe/dias/2014/03/29/pdfs/BOE-A-2014-3376.pdf>
- [5.5] Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
<https://www.boe.es/boe/dias/2015/12/18/pdfs/BOE-A-2015-13782.pdf>
- [5.6] Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2001-20850
- [5.7] Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.
<https://www.boe.es/boe/dias/2007/09/29/pdfs/A39690-39698.pdf>
- [5.8] Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-13475
- [5.9] Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-1052

[5.10] Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE.

https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=DOUE-L-2012-82191

[5.11] Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-10517

[5.12] Orden IET/359/2016, de 17 de marzo, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2016.

<https://www.boe.es/boe/dias/2016/03/19/pdfs/BOE-A-2016-2750.pdf>

[5.13] Ley 28/2014, de 27 de noviembre, por la que se modifican la Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del Impuesto sobre el Valor Añadido, la Ley 20/1991, de 7 de junio, de modificación de los aspectos fiscales del Régimen Económico Fiscal de Canarias, la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, y la Ley 16/2013, de 29 de octubre, por la que se establecen determinadas medidas en materia de fiscalidad medioambiental y se adoptan otras medidas tributarias y financieras.

https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-12329

[5.14] Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2012-15649

14.3 ALEMANIA

[6.1] Ley sobre el suministro de gas y electricidad (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)

http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf

[6.2] Reglamento sobre las tarifas de acceso a las redes de suministro de electricidad (Stromnetzentgeltverordnung-StromNEV)

<http://www.gesetze-im-Internet.de/stromnev/BJNR222500005.html>

[6.3] Ley de energías renovables (Erneuerbare-Energien-Gesetz)

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetz-fuer-den-ausbau-erneuerbarer-energien.pdf>

[6.4] Ley de cogeneración (plantas combinadas de calor y electricidad (CHP)
(KraftWärme-Kopplungsgesetz KWK-G)

<http://www.bmwi.de/DE/Service/gesetze.did=22130.html>

[6.5] Ley sobre el impuesto de electricidad (StromStG)

<http://www.gesetze-im-internet.de/stromstg/>

[6.6] Ley sobre el derecho de concesión para la electricidad y el gas [Verordnung über
Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung - KAV)]

<http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/kav/gesamt.pdf>

14.4 FRANCIA

[7.1] Ley NOME, de 7 de diciembre de 2010.

<http://legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000023174854&dateTexte=&categorieLien=id>

[7.2] Código de la energía ‘Code de l’énergie’

<http://www.legifrance.gouv.fr/affichCode.do?cidTexte=LEGITEXT000023983208&dateTexte=20110816>

[7.3] RÈGLEMENT (CE) No 714/2009 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU
CONSEIL du 13 juillet 2009 sur les conditions d’accès au réseau pour les échanges
transfrontaliers d’électricité et abrogeant le règlement (CE) no 1228/2003

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:FR:PDF>

[7.4] Délibération de la Commission de régulation de l’énergie du 7 mai 2014 portant
décision sur l’évolution au 1er août 2014 des tarifs d’utilisation d’un réseau public
d’électricité dans le domaine de tension HTB

<http://www.cre.fr/documents/deliberations/orientation/place-de-marche-unique-en-2018>

[7.5] Artículo 266 del Code de douanes

<http://legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do?idArticle=LEGIARTI000028447914&cidTexte=LEGITEXT000006071570>

14.5 PÁGINAS WEB

- Red Eléctrica de España (REE): <http://www.ree.es>
- Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital: <http://www.minetad.gob.es>
- Energía y Sociedad: <http://www.energiaysociedad.es>
- OMIE: <http://www.omie.es/>
- OMIP: <http://www.omip.pt>
- OMIClear: <http://www.omiclear.pt>
- Boletín Oficial del Estado: <https://www.boe.es>
- The European Power Exchange (EPEX Spot): <http://www.epexspot.com/en/>
- European Power Exchange (EEX): <http://www.eex.com>
- NETZTRANSPARENZ: <https://www.netztransparenz.de>
- Amprion: <https://www.amprion.net>
- Transnet BW: <https://www.transnetbw.com>
- Tennet TSO: <https://www.tennet.eu>
- 50 Hertz: <http://www.50hertz.com/>
- Netze BW: <https://www.netze-bw.de>
- Bundesnetzagentur: <https://www.bundesnetzagentur.de>
- Commission de regulation de l'énergie (CRE): <http://www.cre.fr>
- Réseau de Transport d'Électricité' (RTE): <http://www.rte-france.com/>

ANEXO I. TABLA DE CONSUMIDORES EN ESPAÑA

		6.1.B				6.2				6.3				6.4			
		Plano	Modular	Plano	Modular	Plano	Modular	Plano	Modular	Plano	Modular	Plano	Modular	Plano	Modular	Plano	Modular
Potencia Contratada (MW)		8		15,7		8		15,7		15,7		55		85		145	
Energía (GWh/año)		55		110		55		110		110		385		580		1300	
Precio mercados mayoristas		40,63				40,63				40,63				40,63			
Servicios de ajuste		3,1				3,1				3,10				3,10			
Desvíos		0,2				0,2				0,20				0,20			
Pérdidas		3,67				1,87				1,26				0,42			
Gestión Comercial		0,5				0,5				0,50				0,50			
Financiación Servicio de Interrupción		1,95				1,95				1,95				1,95			
Precio final de la energía		50,05				48,25				47,64				46,80			
Costes regulados	T. Potencia	12,48	8,69	12,25	7,55	8,92	6,20	8,92	5,39	7,47	4,60	7,47	4,60	5,56	3,02	4,23	
	Tarifa de acceso a redes	5,41	3,48	5,41	3,48	3,86	2,49	3,86	2,49	3,73	2,40	3,73	2,40	2,50	1,73	2,50	
	Cuota para financiar el OS	0,02				0,02				0,02				0,02			
	Cuota para financiar el OMEL	0,11				0,11				0,11				0,11			
	Precio Tarifa de acceso a redes	18,02	12,30	17,79	11,17	12,91	8,82	12,91	8,01	11,31	7,11	11,31	7,11	8,18	4,88	6,86	
	Otros costes regulados	1,17	0,65	1,17	0,65	1,17	0,65	1,17	0,65	1,17	0,65	1,17	0,65	1,17	0,65	1,17	
Aport. al FN de Efic. Energ.		0,27				0,27				0,27				0,27			
Precio Otros Costes Regulados		1,44	0,92	1,44	0,92	1,44	0,92	1,44	0,92	1,44	0,92	1,44	0,92	1,44	0,92	1,44	
Precio final de los costes regulados		19,46	13,22	19,23	12,08	14,35	9,74	14,35	8,93	12,75	8,03	12,75	8,03	9,63	5,80	8,30	
Impuestos y Exenciones	Impuestos	4,30	3,91	4,29	3,84	3,87	3,59	3,87	3,54	3,74	3,44	3,74	3,44	3,49	3,25	3,41	
	Impuesto sobre la electricidad	0,77	0,76	0,77	0,76	0,75	0,74	0,75	0,74	0,74	0,73	0,74	0,73	0,72	0,72	0,72	
	Impuesto municipal	5,07	4,68	5,06	4,61	4,62	4,32	4,62	4,27	4,47	4,17	4,47	4,17	4,21	3,97	4,13	
Exenciones	Precio Impuestos	-3,65	-3,33	-3,64	-3,27	-3,29	-3,05	-3,29	-3,01	-3,18	-2,93	-3,18	-2,93	-2,97	-2,77	-2,90	
	85% Impuesto sobre la electricidad																
Precio final de los impuestos con exenciones		1,42	1,35	1,42	1,34	1,33	1,28	1,33	1,27	1,30	1,24	1,30	1,24	1,25	1,20	1,23	
Precio final (€/MWh)		70,93	64,62	70,69	63,47	63,93	59,27	63,93	58,45	61,68	56,92	61,68	56,92	57,67	53,80	56,33	

ANEXO II. TABLA DE CONSUMIDORES EN ALEMANIA

Potencia Contratada (MW)		Media Tensión <60 kV		Alta tensión 60kV-110kV			Muy alta tensión 380kV o 220kV		
Energía (GWh/año)		8	15,7	8	15,7	55	85	145	
		55	110	55	110	385	580	1300	
	Precio mercados mayoristas	28,96							
Precio de la energía (€/MWh)	Servicios de ajuste	Incluidos dentro de los peajes de acceso a redes							
	Pérdidas								
	Desvíos								
	Gestión Comercial								
	Financiación Servicio de Interrumpibilidad								
		Incluido dentro de los costes regulados							
	Precio final de la energía	30,42							
Costes regulados	Tarifa de acceso a redes	T. Potencia (€/kW/año)	72,21		70,38		36,55		
		T. Energía (c€/kWh)	1,48		0,21		0,30		
	Precio Tarifa de acceso a redes (Sin exenciones)	25,30	25,11	12,34	12,15	12,15	8,38	7,10	
	Exención Tarifa de acceso a redes 80%-90%	-20,24	-20,09	-9,87	-9,72	-9,72	-6,70	-6,39	
	Precio Tarifa de acceso a redes (Con exenciones)	5,06	5,02	2,47	2,43	2,43	1,68	0,71	
	Pagos por medición y facturación (€/año)	1019,68 - 7011,57		2035,4 - 7011,57		3431 - 7320			
	Contribución para la exención en la ATR (19 StromNev)				0,25 - 0,5				
	Contribución a las energías renovables (sin exención)				63,54				
	Contribución a las energías renovables (con exención)				0,5 - 1				
	Contribución a la cogeneración				0,30				
	Contribución a los parques marinos (Offshore)				0,25				
	Contribución para financiar el servicio de interrumpibilidad				Irrelevante en 2016				
	Precio Otros Costes Regulados (Sin exención)				64,34 - 64,59				
	Precio Otro Costes Regulados (Con exención)				1,30 - 2,05				
	Precio final de los costes regulados		6,74	6,70	4,14	4,10	4,11	3,35	2,38
	Impuestos y Exenciones	Impuestos	15,37 (20,50)						
		1,10							
		16,47							
100% Impuesto sobre la electricidad		-15,37							
Impuesto mínimo		1,70							
Precio final de los impuestos con exenciones		2,80							
Precio final (€/MWh)		39,95	39,91	37,36	37,32	37,32	36,57	35,60	

ANEXO III. TABLA DE CONSUMIDORES EN FRANCIA

Potencia Contratada (MW)		HTA <50 kV		HTB1 50 kV ≤ U < 130 kV (TLU)		HTB2 130 kV ≤ U < 350 kV (TLU)				
		8	15,7	8	15,7	55	85			
Energía (GWh/año)		55	110	55	110	385	580			
		36,6								
Precio de la energía (€/MWh)	Precio mercados mayoristas									
	Servicios de ajuste									
	Desvíos									
	Pérdidas									
Gestión Comercial		0,80								
Precio final de la energía										
Costes regulados	Tarifa de acceso a redes	Componente anual de gestión (CG) (€/año)		723,24		8080,65		8080,65		
		Componente de medición (CC) (€/año)		1222,32		2793,94		2793,94		
		Componente de suministro (CS)	T. Fijo	3,16	3,10	2,86	2,81	2,81	2,16	1,65
			T. Variable	12,52	12,44	7,72	7,72	7,72	1,53	1,53
		Componente anual de alimentación complementaria y de reserva (CACS)	Complementaria (€/año)	3145,50		30243,63		58225,73		
			De reserva	0,89	0,88	0,39	0,38	0,38	0,21	0,16
	50 % Tarifa de acceso	Precio Tarifa de acceso a redes sin exención	16,66	16,47	11,72	11,01	10,94	4,02	3,34	
		Precio Tarifa de acceso	-	-	-5,86	-5,51	-5,47	-2,01	-1,67	
	Precio Tarifa de acceso a redes		16,66	16,47	5,86	5,51	5,47	2,01	1,67	
	Contribución al Servicio Público de la Electricidad (CSPE)		22,50							
Otros costes regulados	Contribución Tarifaria de Encaminamiento (CTA)	0,85	0,84	0,29	0,28	0,28	0,22	0,17		
		23,35	23,34	22,79	22,78	22,78	22,72	22,67		
	Descuento CSPE	627,783 €/año máx.		-11,09	-16,79	-11,09	-16,79	-20,87	-21,42	
		Precio Otros Costes Regulados	12,27	6,55	11,70	5,99	1,92	1,30	0,65	
Impuestos y Exenciones	Precio final de los costes regulados		28,93	23,01	17,56	11,50	7,39	3,31	2,32	
	Impuestos	Impuesto sobre el consumo final de electricidad (TCFE)	0,50							
	Exenciones	Precio Impuestos	0,50							
		100% Impuesto TCFE	-0,50							
Precio final de los impuestos con exenciones		0,00								
Precio final (€/MWh)		66,33	60,41	54,96	48,90	44,79	40,71	39,72		